DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSION PARA LA NORMALIZACIÓN DEL BARRIO EL PIÑONCITO DE CAMPO DE LA CRUZ

YONATHAN E. NARVAEZ LOPEZ
KIEFERD D. PRADO LINERO

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA
2012

DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSION PARA LA NORMALIZACIÓN DEL BARRIO EL PIÑONCITO DE CAMPO DE LA CRUZ

YONATHAN E. NARVAEZ
KIEFERD D. PRADO LINERO

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Director
Jorge Iván Silva
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA
2012

Nota de aceptación:

_____
_____
_____
_____
_____
_____

_____
Presidente del Jurado

_____
Jurado

_____
Jurado

Barranquilla, 09 de Marzo de 2012

DEDICATORIA

Dedico este proyecto, principalmente, a Dios que siempre me guió en las decisiones que debía tomar y me dio la sabiduría necesaria para cumplir con este importante paso en mi vida.

A mi familia, que nunca ha dudado de mis capacidades y siempre me ha dado fuerzas para alcanzar mis objetivos en la vida, especialmente mi abuela Lady Molina Rodríguez, quien es mi adoración y siempre ha estado a mi lado en los momentos más difíciles de mi vida.

KIEFERD PRADO LINERO

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a las cuatro personas que son más importantes en mi vida: mi esposa, mi madre, mi hermano y mi adorado hijo que son el motor de mi vida y agradecerle a Dios por todas sus bendiciones recibidas.

YONATHAN NARVAEZ LOPEZ

CONTENIDO

pág.

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABLAS

GLOSARIO

Algunas de estas definiciones están basadas en las definiciones establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.[1]

ACOMETIDA: derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble.

AISLADOR: elemento de mínima conductividad eléctrica, diseñado de tal forma que permita dar soporte rígido o flexible a conductores o a equipos eléctricos y aislarlos eléctricamente de otros conductores o de tierra.

ALAMBRE: filo o filamento de metal, trefilado o laminado, para conducir corriente eléctrica.

ANCLAJE: poste cuya función es contener o evitar la propagación de una falla como consecuencia de la rotura de un conductor.

APOYO: nombre genérico dado al dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas. Pueden ser postes, torres u otro tipo de estructura.

ARMADO: conjunto de materiales cuya función es sostener los conductores en el poste, definiendo la ubicación espacial de los mismos.

CABLE: conjunto de alambres sin aislamiento entre sí y entorchado por medio de capas concéntricas.

CANTON: conjunto de vanos comprendidos entre dos postes con cadenas de amarre, donde se tiende y se regula el conductor.

CAPACIDAD DE CORRIENTE: corriente máxima que puede transportar continuamente un conductor en las condiciones de uso, sin superar la temperatura nominal de servicio.

CARGA: la potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

CARGABILIDAD: límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

---

[1] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1294. (06, Agoto, 2008). Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, Anexo General. Bogotá, D.C., 2008. 164p.

CIMENTACIÓN: obra civil cuya función es transmitir las cargas de los postes al suelo, distribuyéndolas de manera que no superen su presión admisible.

CONFIABILIDAD: capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dados. Equivale a fiabilidad.

CONTAMINACIÓN: liberación artificial de sustancias o energía hacia el entorno y que puede causar efectos adversos en el ser humano, otros organismos vivos, equipos o el medio ambiente.

CORRIENTE ELÉCTRICA: es el movimiento de cargas eléctricas entre dos puntos que no se hallan al mismo potencial, por tener uno de ellos un exceso de electrones respecto al otro.

CORTOCIRCUITO: unión de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial del mismo circuito.

DAÑO: consecuencia material de un accidente.

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: transferencia de energía eléctrica a los consumidores, dentro de un área específica.

EMERGENCIA: situación que se presenta por un hecho accidental y que requiere suspender todo trabajo para atenderla.

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA: documento que establece características técnicas mínimas de un producto o servicio.

FACTOR DE RIESGO: condición ambiental o humana cuya presencia o modificación puede producir un accidente o una enfermedad ocupacional.

FLECHA: distancia vertical máxima en un vano, entre el conductor y la línea recta horizontal que une los dos puntos de sujeción.

FUSIBLE: componente cuya función es abrir, por la fusión de uno o varios de sus componentes, el circuito en el cual está insertado.

ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

INSTALACIÓN ELÉCTRICA: conjunto de aparatos eléctricos, conductores y circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, conversión, distribución o uso final de la energía eléctrica.

MANTENIMIENTO: conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad.

NIVELES DE CONTAMINACIÓN: equivale al grado de contaminación ambiental al que se encuentran expuestas las líneas de distribución. Los niveles se definen de acuerdo al grado de exposición de las líneas a la salinidad marina, contaminación industrial, polución, etc.

NOMINAL: término aplicado a una característica de operación, indica los límites de diseño de esa característica para los cuales presenta las mejores condiciones de operación. Los límites siempre están asociados a una norma técnica.

NORMA TÉCNICA: documento aprobado por una institución reconocida, que prevé, para un uso común y repetido, reglas, directrices o características para los productos o los procesos y métodos de producción conexos, servicios o procesos, cuya observancia no es obligatoria.

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA (NTC): norma técnica aprobada o adoptada como tal por el organismo nacional de normalización.

OPERADOR DE RED: empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local.

PLANO ELECTRICO: representación gráfica de las características de diseño y las especificaciones para construcción o montaje de equipos y obras eléctricas.

PUESTA A TIERRA: grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

REGLAMENTO TÉCNICO: documento en el que se establecen las características de un producto, servicio o los procesos y métodos de producción, con inclusión de las disposiciones administrativas aplicables y cuya observancia es obligatoria.

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – Colombia. Fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas.

SERVICIO PÚBLICO: actividad organizada que satisface una necesidad colectiva en forma regular y continua, de acuerdo con un régimen jurídico especial, bien sea que se realice por el Estado directamente o por entes privados.

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT): conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

SISTEMA ELÉCTRICO: conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transporte, distribución y uso final de la energía eléctrica.

TABLA DE REGULACIÓN: tabla que indica las tensiones con las que se deberá tender el conductor en un cantón determinado, bajo las condiciones climáticas señaladas en la Tabla de Tendido. Además, indica el valor de la flecha que se espera en cada vano que conforma el cantón.

TABLA DE TENDIDO: tabla que indica las tensiones y flechas que presenta el conductor, para distintos valores de vano regulador, en aquellas condiciones climáticas establecidas (temperaturas sin sobrecarga) para el tendido en un cantón de la línea.

TENSION DE SERVICIO: valor de tensión, bajo condiciones normales, en un instante dado y en un nodo del sistema. Puede ser estimado, esperado o medido.

TENSIÓN NOMINAL: valor convencional de la tensión con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para el caso de sistemas trifásicos, se considera como tal la tensión entre fases.

USUARIO: persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor.

VANO: distancia horizontal entre postes contiguos en una línea de distribución.

VANO REGULADOR: vano a considerar para obtener la tensión mecánica que se debe dar al conductor en un cantón, de manera que se puedan obtener las tensiones y flechas en todos los vanos individuales, para cualquier condición climática que se presente en la línea.

VIDA ÚTIL: tiempo durante el cual un bien cumple la función para la que fue concebido.

ZONA DE SERVIDUMBRE: es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno.

RESUMEN

En el año 2010, el sur del Departamento del Atlántico, en Colombia presentó uno de los momento más trágicos en su historia, un rompimiento de la contención del Canal del Dique, que provocó una inundación de hasta 2m en 4 municipios el sur del Atlántico.

Con esta inundación vinieron otra serie de situaciones desfavorables para los pobladores de la comunidad, como fue el robo de cables en las redes de distribución de energía de estos municipios. Uno de los municipios afectados fue Campo de la Cruz, en donde se robaron las redes de distribución de baja tensión de varios barrios dentro de los que se encuentra el Piñoncito. Para la recuperación del servicio de energía eléctrica en este barrio se realizó un diseño de redes completamente nuevas, en configuración especial para evitar la manipulación de estas por parte de personas diferentes a los trabajadores del operador de red.

El presente documento es soporte al diseño realizado para la recuperación de las redes en este barrio, el cual contempla la instalación de nuevos transformadores con el fin de mejorar el servicio de energía a todos los usuarios y previendo el crecimiento en la demanda de energía de este barrio a 15 años. También se calculó la regulación del nivel de tensión en las redes secundarias para evitar que sobrepasen el 3%[2] máximo permitido por Electricaribe.

El diseño de las redes proyecta la instalación del sistema denominado medida centralizada, el cual le permite al operador de red facturar el consumo de cada uno de los usuarios sin necesidad de llegar hasta el sitio e ir de casa en casa observando el consumo, de igual forma facilita la suspensión del servicio de forma remota y se presenta como el primer paso en el proyecto de recuperación de las redes afectadas en los municipios del sur del atlántico, solucionando a su vez, las falencias en la calidad del servicio prestado por el operador de red.

Este proyecto puede ser usado como base teórica y guía para la realización de cualquier diseño de redes aéreas de distribución en el área de operación de Electricaribe S.A. E.S.P.

PALABRAS CLAVE

Redes de distribución de energía, diseño de redes, medida centralizada, regulación de tensión, configuración especial, redes aéreas de distribución.

---

[2]ELECTRICARIBE. Especificaciones técnicas para Líneas Aéreas de Baja Tensión [documento en cinta magnética]. Versión 2012. Barranquilla (Colombia). Gas Natural Fenosa. Marzo de 2012. Disponible en Electricaribe S.A. E.S.P. Barranquilla (Colombia)

ABSTRACT

In 2010, the south of the Atlantic Department, Colombia had one of the most tragic moments in history, a rupture of the containment Canal Del Dique, which caused a flood of up to 2m in 4 municipalities in the South of the Atlantic department.

With this flood came another series of unfavorable conditions for the residents of the community, as was the theft of cables in power distribution grids of these municipalities. One of the affected municipalities was Campo de la Cruz, where they stole the distribution networks of low voltage several neighborhoods within which lies the neighborhood called Piñoncito. For recovery of electric service in this district, have been designed the networks completely new in special configuration to prevent the manipulation of these by persons other than employees of the network operator.

This document is a support for the design made for the recovery of the networks in this district, which includes the installation of new transformers to improve electricity service to all users and providing for growth in energy demand of this Quarter to 15 years. We also calculated the level control voltage secondary networks to avoid exceeding the 3% maximum allowed by Electricaribe.

The network design projects an installation named as remote power measurement, which allows the network operator to check the consumption of individual users without going to the site and go from house to house looking at consumption, in the same way, facilitates the suspension of the service remotely and is presented as the first step in the reclamation project affected networks in the municipalities of the southern Atlantic, solving in turn, the shortcomings in the quality of service provided by the operator network.

This project can be used as a theorical base and guide for the fulfillment of any design of overhead distribution networks in the operation area of Electricaribe SA E.S.P.

KEY WORDS

Power distribution grids, designed networks, remote power measurement, level control voltage, special configuration.

INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución de energía vienen cambiando sus características de construcción a medida que avanzan los años, dependiendo del comportamiento de viajas estructuras y de otros factores como las pérdidas no técnicas de energía.

En el departamento del Atlántico, las especificaciones se encuentran establecidas por Electricaribe S.A. E.S.P., la empresa operadora y propietaria de la mayoría de redes de distribución en la cosa caribe Colombiana. Dentro de estas especificaciones se encuentra la *Configuración Especial con Medida Centralizada*, la cual consiste en la instalación de las redes de baja tensión muy cerca de la red de media tensión para evitar que sean manipuladas por particulares y cuenta con un sistema de medidores tele controlados, los cuales se encuentran en las cajas de derivación y no en las fachadas de las casas. Este tipo de configuración está dirigida hacía los sectores donde la manipulación del sistema por parte de terceros es muy frecuente y la gestión de facturas, cobros y suspensión del servicio es muy difícil.

Con la gran ola invernal que afectó al Departamento del Atlántico en 2010, ha sido necesario recuperar gran parte de las redes de distribución de los municipios afectados. En el barrio Piñoncito de Campo de la Cruz fueron robados los conductores de baja tensión en su totalidad y los apoyos no se pueden usar tal cual como se encuentran debido a la cantidad de agua que recibieron en sus cimientos, lo cual provoca el desaplome de los mismos

Para su recuperación se debe tener en cuenta que es necesaria una alta inversión inicial, que debe hacer el operador de red, y como cualquier otra empresa necesita garantías para el retorno de la inversión en el tiempo.

En beneficio de las partes y, principalmente, buscando solución a la situación que se presenta en el Barrio Piñoncito, lo más razonable, es realizar un diseño y un presupuesto del proyecto de recuperación de redes eléctricas con base en las especificaciones técnicas de la configuración especial con medida centralizada, ya que permite brindarle nuevamente un servicio de energía eléctrica de calidad a los habitantes del barrio, asegura al operador de red una reducción en las pérdidas no técnicas de energía, y permite una gestión en la comercialización de energía más efectiva.

En el presente documento se encuentra el planteamiento del problema presentado en el barrio Piñoncito de Campo de la Cruz a causa de la emergencia invernal del año 2010,la justificación de porqué se propone el diseño de las redes en configuración especial como solución a esta situación y los objetivos a cumplir con la elaboración del diseño.

En el marco teórico se puede encontrar los datos más relevantes de la normativa establecida por Electricaribe para el diseño de redes aéreas de distribución eléctrica, la cual se divide en el diseño de redes de media tensión, diseño de redes de baja tensión y diseño de centros de transformación. Dichas normas se encuentran actualizadas al año 2012, debido a que Electricaribe realizó unos cambios, como por ejemplo la nomenclatura o codificación que se debe usar en los planos.

Los cálculos que sustentan el diseño de redes se presentan en un capítulo aparte, estos son basados en las normas expuestas en el marco teórico. Algunos cálculos que se pueden encontrar en este capítulo son el de la capacidad de los transformadores y el de la regulación de tensión en los conductores. A partir de los cálculos realizados se desarrollaron dos herramientas de cálculo en Excel que permiten realizar los cálculos eléctricos de media y baja tensión de una forma fácil y sencilla.

Las conclusiones del presente trabajo se relacionan con los resultados y datos obtenidos en el diseño de las redes de distribución.

En resumen, el presente proyecto de grado muestra los factores fundamentales que se deben tener en cuenta para la realización de un diseño de redes aéreas de distribución eléctrica en la costa Caribe colombiana, principalmente en el Departamento del Atlántico, lugar en el que se realizó el diseño.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

Durante el año 2010 en Colombia se presentaron fuertes lluvias ocasionadas por el fenómeno de la niña. Este fuerte invierno provocó grandes inundaciones que dejaron miles de hectáreas del país por lo menos *1 metro* bajo el agua y otro efecto del inviernos fueron los deslizamientos de tierra que provocaron varios derrumbes y obstruyeron carreteras en las zonas montañosas del país.

La emergencia más representativa de ese año ocurrió el 30 de Noviembre cuando se produjo la ruptura de *214 metros* del canal del Dique en el Departamento del Atlántico[3].El agua del río magdalena inundó completamente a los municipios Santa Lucía, Campo de la Cruz con sus corregimientos Algodonal y Bohórquez respectivamente. Los municipios Candelaria, Repelón y Manatí presentaron inundaciones en muchos de sus barrios, siendo este último el que más ha durado con aguas en su casco urbano.

Esta grave inundación obligó a la empresa distribuidora de energía, Electricaribe, a dejar sin servicio las zonas y/o municipios a medida que el agua aparecía y evitar que pudiera ocasionar un accidente con las redes de energía eléctrica. Cuando el agua inundó completamente la Subestación Campo de la Cruz varias poblaciones del sur del atlántico quedaron totalmente sin servicio de energía eléctrica, específicamente los municipios Santa Lucía, Suan, Campo de la Cruz, Manatí y Candelaria, los corregimientos Algodonal, Bohórquez, Carreto y Leña.

Las inundaciones presentadas y la ausencia de energía eléctrica en las redes de distribución generaron una serie de robos de conductor en la mayoría de redes de media tensión y en algunas redes de baja tensión. En Campo de la Cruz y Manatí es donde se presentaron mayor cantidad de robos en las redes de baja tensión. Específicamente en Campo de la Cruz resultaron afectados los barrios La Esperanza, El Carmen y Piñoncito.

2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La recuperación de redes en el Sur del Atlántico era un tema de mucho cuidado por parte de Electricaribe debido a la magnitud de los trabajos, ya que las redes que no se robaron quedaron en muy mal estado o todavía se encontraban bajo el agua, adicional a esto, es de conocimiento público que el recaudo en los

[3]REVISTA SEMANA. Medio departamento del Atlántico inundado por ruptura del Canal del Dique. Revista Semana [en línea]. Semana.com. 15 de Diciembre del 2010 [citado Mayo de 2012]. Disponible en internet: <http://www.semana.com/wf_ImprimirArticulo.aspx?IdArt=148967>

municipios afectados no es el adecuado. Al ser Electricaribe prestadora de un servicio público está en la obligación de corregir o solucionar los daños en las redes, pero al mismo tiempo es una empresa que busca tener utilidades y no pérdidas.

Campo de la Cruz es considerada una zona de difícil gestión, es decir: "es un conjunto de usuarios ubicados en una misma área geográfica conectada, delimitada eléctricamente, que presenta durante el último año, una de las siguientes características: i) cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios pertenecientes a la comunidad, o ii) niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada a la parte del sistema de distribución local que atiende exclusivamente a dicha comunidad".[4]

2.3. PREGUNTA PROBLEMA

¿Qué proyecto basado en redes eléctricas de distribución se debe diseñar para normalizar el servicio de energía eléctrica en el barrio Piñoncito de Campo de la Cruz, que logre dar confianza de inversión a la empresa de distribución y comercialización de este servicio público y que pueda ser replicada en todos los barrios afectados?

[4] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 4978. (27, Diciembre, 2007). Por la cual se reglamenta el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007 y se dictan otras disposiciones. Bogotá, D.C. 2007. 9 p.

3. JUSTIFICACIÓN

La recuperación de los municipios del sur del Atlántico luego de la emergencia invernal causada por el rompimiento del canal del dique debe estar enmarcada en la colaboración entre los diferentes actores que intervienen en esta reconstrucción. Es decir: El estado en todos sus niveles, desde la presidencia hasta las alcaldías, la población damnificada, la empresa privada y los grupos de voluntarios, dentro de los cuales juegan un papel importante las universidades.

La normalización de las redes eléctricas es una parte fundamental en este proceso de recuperación. Se debe realizar un proyecto, basado en un diseño de redes de distribución eléctrica que cumpla con dos objetivos: brindar nuevamente el servicio de energía eléctrica a las personas damnificadas y al mismo tiempo asegurar un mejor servicio, en comparación con el que recibían antes de la emergencia.

El proyecto debe contar con un diseño de las redes eléctricas en configuración especial, que es un método de construcción que permite la instalación de las redes de media tensión a una distancia cercana a la mínima establecida por el RETIE, con este tipo de construcción se busca evitar la manipulación del sistema eléctrico por parte de personas diferentes a los operadores de red. El diseño también contempla la instalación de medida centralizada como método de comercialización de la energía, este tipo de medida brinda mayor seguridad al operador de red, ya que no permite la manipulación de los medidores de energía y la gestión comercial es más efectiva.

El diseño de redes eléctricas propuesto en este documento asegura el cumplimiento total de las necesidades, teniendo en cuenta una proyección a futuro del municipio, una mejora en la calidad del servicio de energía y que permita a la empresa de energía ver esta recuperación como una inversión. Va acorde a la necesidad presentada en Campo de la Cruz, específicamente en el barrio Piñoncito, ya que este barrio se encuentra sin redes, además asegura que la empresa de distribución y comercialización de energía eléctrica, Electricaribe S.A. E.S.P., pueda asegurar una reducción de pérdidas no técnicas en este barrio y por tanto, una mejora en el recaudo.

La medida centralizada es la misma tecnología utilizada en los proyectos de normalización de sectores subnormales que viene realizando el gobierno nacional con el apoyo de las empresas de distribución de energía eléctrica, en el plan de desarrollo nacional. Lo que permitiría el cumplimiento de los objetivos del gobierno nacional, respecto al servicio de energía eléctrica, con la seguridad para la empresa privada de una buena inversión.

Con este diseño se realiza una articulación Estado-Empresa-Universidad donde la teoría y los cálculos serían el aporte de la academia.

4. OBJETIVOS

4.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar las redes de distribución eléctrica de media y baja tensión para la normalización del barrio Piñoncito de Campo de la Cruz en el Departamento del Atlántico durante el primer semestre del año 2012.

4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar el levantamiento físico y eléctrico actual del barrio Piñoncito.
- Diseñar y elaborar plano con el nuevo trazado y diseño de las redes de distribución eléctrica de media (MT) y baja tensión (BT).
- Calcular presupuesto para la normalización del barrio Piñoncito de Campo de la Cruz, de acuerdo al diseño realizado.

5. MARCO TEORICO

5.1 HISTORIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La distribución de energía eléctrica ha evolucionado a través de los años, desde los conceptos iniciales y las discusiones sobre el uso de la corriente alterna o la corriente directa hasta el avance tecnológico de las maquinas eléctricas y las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica.

En los primeros días de la distribución de electricidad, los generadores de corriente continua (DC) se conectaron a las cargas con el mismo nivel de tensión. La generación, transmisión y cargas del sistema tenían que ser de la misma tensión, porque no había forma de cambiar los niveles de tensión en CC. Las tensiones de CC que se utilizaron estaban en el orden de los 100 voltios, porque era una tensión práctica para las lámparas incandescentes, que eran la principal carga eléctrica.

Joan Ignasi Frau y Jordi Gutiérrez de Endesa Distribución, en un artículo publicado en 2005, hacen referencia sobre la historia y evolución de los sistemas de distribución y transmisión hasta llegar a las mejoras tecnológicas para el HVDC (*High Voltage Direct Current*).

Según Joan Ignasi Frau y Jordi Gutiérrez (2205): “Aunque el primer generador de corriente alterna fue construido en 1832 por Hipólito Pixii, la utilidad de la energía eléctrica no se hizo evidente hasta el invento de la bombilla de cristal al vacío, en 1879, por Thomas Edison. En aquellos momentos, los principales avances se habían realizado en acumuladores y generadores eléctricos en corriente continua, por lo que se planteó la distribución de energía eléctrica con esta tecnología. Así, se realizó, en 1882, el tendido de una línea de 2 kV DC de 50 km entre Miesbach y Múnich (Alemania). Las primeras redes de distribución instaladas en Europa y USA funcionaron en DC y baja tensión, pero gran parte de la energía generada se perdía en los cables.”

Las primeras redes de transmisión de energía eléctrica utilizaban cables de cobre, los cuales ofrecen una excelente relación costo/calidad siendo económicamente viables. Debido al nivel de tensión (110V) usado, para transmitir determinada cantidad de potencia, era necesaria una cantidad de cobre considerable. Si se quería reducir costos era necesario reducir la magnitud de la corriente, que a su vez permitiría la reducción del calibre del cable, y la única forma de lograr esto, sin cambiar la potencia transmitida, es aumentando la magnitud de la tensión, pero no había ningún método eficiente para cambiar el nivel de tensión de la corriente continua CC. Para mantener las pérdidas a un nivel económicamente aceptable, el sistema de Edison CC necesitaba cables de gran calibre y generadores locales.

La competencia entre los líderes y promotores de los dos tipos de corriente, la corriente directa (DC) de Thomas Edison y la corriente alterna (AC) de Nikola Tesla y George Westinghouse, para determinar cuál era la mejor opción a usar en la transmisión/distribución de energía eléctrica era conocida como La Guerra de Corrientes. Al final, la corriente alterna AC se convirtió en la forma dominante de transmisión de energía debido al perfeccionamiento del generador en AC y al invento del transformador en 1885. El generador de corriente alterna era capaz de producir energía de forma económica mediante turbinas hidroeléctricas y el transformador permitía elevar o disminuir el nivel de tensión de la energía eléctrica dependiendo de la necesidad. Los transformadores de potencia instalados en las centrales eléctricas podrían ser utilizados para elevar la tensión de los generadores y los transformadores instalados en subestaciones locales podrían reducir la tensión para alimentar las cargas.

Con el aumento de la tensión en la transmisión y distribución de energía, se redujo la intensidad de corriente, el calibre necesario en los conductores y las pérdidas en distribución. Este hecho hizo que sea más económico distribuir la energía a largas distancias. Joan Ignasi Frau y Jordi Gutiérrez hablan sobre el cambio del uso de corriente continua a alterna en distribución de energía:

“Gracias al transformador fue posible, a partir de ese momento, variar de forma sencilla, eficiente, y con aislamiento galvánico el nivel de tensión, lo que permitió el transporte de energía eléctrica a largas distancias con menores perdidas. Además, la introducción de la transmisión trifásica en 1893, los avances en la construcción de motores de inducción a principios del siglo XX y el estado embrionario en el que se encontraba este campo, propiciaron el uso de la corriente alterna como único medio de transmisión de energía eléctrica.”

Lugo de la “Guerra de las corrientes” y la victoria de la corriente alterna AC como principal forma de distribución de energía eléctrica en el mundo, la distribución de energía eléctrica con corriente directa DC se fue desarrollando en paralelo hasta llegar a *High Voltage Direct Current* HVDC con tecnología *Voltage Source Converter* VSC.

5.2 REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

La distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico en la que la energía es llevada desde las subestaciones de alta tensión hasta las subestaciones de distribución o entre dos subestaciones de distribución.

En Colombia el proceso de distribución, según Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, lo componen “todo conjunto de aparatos y de

circuitos asociados para transporte y transformación de la energía eléctrica, cuyas tensiones nominales sean iguales o superiores a 110 V y menores a 57,5 kV".[5]

5.2.1 Redes de distribución de energía eléctrica según su tensión nominal

5.2.1.1 Redes de distribución de media tensión o primarias

Es el conjunto de equipos o elementos que se utilizan para transportar la energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta un centro de transformación de media tensión, el cual puede pertenecer a una subestación de distribución de menor capacidad MT/MT o una subestación de distribución tipo poste MT/BT.

Se considera una red de distribución primaria cuando los niveles de tensión son de Media Tensión (MT), considerados superiores a 1000 V e inferior a 57,5 kV.

5.2.1.2 Redes de distribución de baja tensión o secundarias

Es el conjunto de equipos o elementos que se utilizan para transportar la energía eléctrica a tensiones nominales menores o iguales a 1000 V. Este tipo de redes es el utilizado para llevar la energía eléctrica desde los transformadores de distribución tipo poste hasta las acometidas de los usuarios finales

5.2.2 Redes de distribución de energía eléctrica según su ubicación geográfica

5.2.2.1 Redes de distribución urbana

Son las redes de distribución ubicadas dentro de las ciudades y/o en el sector urbano de los municipios. Las principales características delas redes de distribución urbana son las siguientes:

a) Usuarios muy concentrados.
b) Cargas monofásicas y trifásicas.
c) En general se usan postes de concreto.
d) Es necesario coordinar los trazados de la red eléctrica con las redes telefónicas, redes de acueducto, alcantarillados y otras redes, igualmente tener en cuenta los parámetros de las edificaciones.
e) Mayor densidad de clientes industriales y comerciales.
f) La separación entre apoyos de media y baja tensión es de máximo 50m.
g) En caso de mantenimientos preventivos se procura realizar trabajos en tensión para no realizar cortes del servicio.

5.2.2.2 Redes de distribución rural

Estas redes son las encargadas de llevar el servicio de energía eléctrica a zonas dispersas de los municipios. Las áreas rurales no cuentan con calles y no están

[5] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1294. (06, Agoto, 2008). Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, Anexo General. Bogotá, D.C., 2008. 164p.

organizados por manzanas. Por lo general se encuentran en zonas dedicadas a la agricultura y la ganadería. Las principales características de las redes de distribución rural son las siguientes:

a) Usuarios dispersos.
b) Principalmente cuenta con usuarios residenciales.
c) Poca demanda de energía.
d) Promedio de distancias entre apoyos es mayor a 50m.
e) Dificultad para acceder a algunos tramos de las redes.
f) Presencia de fallas en los circuitos debido al contacto de las redes con las ramas de los árboles.

5.2.3 Redes de distribución de energía eléctrica según su tipo de construcción

5.2.3.1 Redes de distribución subterráneas

Este tipo de redes consiste en instalar los conductores eléctricos debajo de las calles, ocultos a la vista, ya sea directamente o por medio de tuberías o ductos. Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras.

Este tipo de redes es utilizado principalmente en ciudades donde por razones de urbanismo, estética, o condiciones de seguridad no es aconsejable o no se puede utilizar el sistema aéreo. Adicionalmente, las redes de distribución eléctrica subterránea presentan ciertas ventajas para la labor del mantenimiento y calidad del servicio en cuanto a continuidad. Algunas de estas son:

a) La mayor parte de los daños que se presentan en redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
b) No interfieren con el aspecto de las ciudades, pues no están a la vista.
c) Son mucho más seguras porque no están expuestas a aves ni a humanos.
d) No están expuestas a vandalismo.
e) Se evitan realizar algunos planes de mantenimiento preventivo como poda y lavado.

Este tipo de redes también presenta unas desventajas en comparación con las redes aéreas. Algunas de estas son:

a) La inversión inicial es mucho mayor.
b) Se dificulta la localización de daños o causas de falla.
c) El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
d) Están expuestas a la humedad y a la acción de roedores si no se tienen las precauciones adecuadas en su construcción y/o mantenimiento.

5.2.3.2 Redes de distribución aéreas

En este tipo de redes el conductor va soportado sobre aisladores instalados en crucetas que a su vez se encuentran en postes. En las redes aéreas también podemos encontrar el uso de torres o torrecillas que no llevan crucetas. Los

conductores usados en su mayoría son desnudos y los materiales de la estructura van de acuerdo al nivel y tipo de contaminación de la zona.

Estas redes son las que encontramos normalmente en los sistemas de distribución del país. La principal razón para el uso de este tipo de redes es el costo inicial de su construcción, pero también cuenta con otras ventajas sobre las redes subterráneas. Algunas son:

a) Son las más comunes y por lo tanto trabaja con materiales de fácil consecución.
b) Costo inicial de construcción más bajo.
c) Tiempos de construcción más bajos.
d) Fácil mantenimiento.
e) Fácil localización de fallas.
f) Los tiempos en la reparación de daños es menor

También debemos tener en cuenta las desventajas que tiene este tipo de construcción respecto a las redes subterráneas, que en su mayoría se refieren a mantenimiento y seguridad. Algunas de estas son:

a) Se encuentran a la vista, esto le quita estética a las ciudades.
b) Ofrecen menor confiabilidad debido a las diferentes situaciones a las que están expuestas.
c) Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
d) Requieren de mayores planes de mantenimiento preventivo para evitar fallas y cortes de energía.
e) Están expuestas y son de fácil acceso para el vandalismo.

5.2.4 Redes de distribución de energía eléctrica según el tipo de usuarios finales

Aunque en la práctica una sola red de distribución de energía eléctrica puede llegar a todo tipo de usuarios, la finalidad a la cual el usuario destina la energía eléctrica genera diferencias en el comportamiento de la red. Los operadores de red intentarán separar estos sectores por circuitos para mejorar la gestión de los mismos. Una diferencia muy importante entre este tipo de redes son las horas pico o de mayor consumo.

5.2.4.1 Redes de distribución para cargas residenciales

Las cargas residenciales comprenden básicamente los edificios de apartamentos, condominios, urbanizaciones, etc. Estas se caracterizan por ser totalmente resistivas con la presencia de algunos electrodomésticos que tienen pequeñas características reactivas. Los consumidores residenciales se encuentran bien definidos por zonas dentro de las ciudades o urbanizaciones y se caracterizan porque de acuerdo a las clases socioeconómicas será el consumo de energía. Los estratos más altos de la sociedad consumen más energía.

5.2.4.2 Redes de distribución para cargas comerciales

Dentro de estas cargas se introducen los centros comerciales, sectores comerciales, edificios de oficinas y zonas rosas o de diversión. Se caracterizan por ser resistivas con presencia de un componente inductivo que baja un poco el factor de potencia. Con el avance tecnológico de la actualidad encontramos cargas muy sensibles que introducen armónicos.

5.2.4.3 Redes de distribución para cargas industriales

Las redes que distribuyen energía en estos sectores presentan un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. La mayoría de clientes deben corregir el factor de potencia. Se debe controlar que las horas de mayor consumo de estos sectores no coincidan con las horas pico de los usuarios residenciales. Es muy común que los circuitos industriales manejen niveles de tensión de 34,5kV o un nivel de tensión mayor al usado para realizar distribución en sectores residenciales.

5.3 REDES AÉREASDE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

En Colombia, las redes aéreas para la distribución de energía eléctrica son las más utilizadas, esto debido, principalmente, al costo de construcción de redes subterráneas.

5.3.1 Materiales

Todos los materiales usados en las instalaciones eléctricas de Colombia, incluyendo los utilizados para la construcción de redes de distribución eléctrica, deben tener una certificación que asegure el cumplimiento de las normas exigidas en el RETIE para cada uno de los materiales.

El RETIE dice en su artículo 32° ESTRUCTURAS DE APOYO Y HERRAJES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN:
“Las redes de distribución se soportarán sobe estructuras tales como torres, torrecillas, postes de concreto en cualquiera de sus técnicas de construcción (armado o pretensado); postes de hierro, postes de madera, acrílicos u otros materiales; siempre que cumplan con los siguientes requisitos y los establecidos en el numeral 17.15 del presente anexo, que les aplique.”

Como en la mayoría de las redes se usan como apoyos los postes, salvo en casos especiales, estos son los que se tendrán en cuenta a continuación para realizar la descripción de materiales utilizados en redes aéreas.

5.3.1.1 Postes

Son la columna vertebral de las redes de distribución eléctrica, se utilizan como apoyo de los armados de media y baja tensión. Además sirven para dar la altura

adecuada a los conductores de la red de distribución. Se pueden clasificar según su resistencia, longitud o material de construcción. En la Figura 1 podemos apreciar unos postes de concreto de 12m.

Los postes vienen con una identificación de colores en su base y corona dependiendo de sus características de construcción. (Ver Figura 2)

5.3.1.1.1 Según su resistencia: Los postes se seleccionan dependiendo de la resultante de fuerzas que va a soportar, es así como un poste con varios armados, con un transformador o con un armado en anclaje necesita tener mayor resistencia. La velocidad del viento también se tiene en cuenta en el momento de calcular las fuerzas a las que estará expuesta el apoyo.
La resistencia de los postes viene expresada en kgf o daN, kilogramos fuerza o deca-Newton respectivamente.

Figura 1.Postes de concreto

Fuente: Foto inédita

Figura 2. Identificación por colores en postes

Fuente: Foto inédita

5.3.1.1.2 Según su longitud: La longitud de los apoyos depende principalmente del nivel de tensión de las redes de distribución que se van a apoyar sobre el poste. Para media tensión se usaran postes de mínimo 12m y para baja tensión de 9m. La cantidad de circuitos que se instalaran en el poste también determinará la

longitud de este, por lo general no son más de dos circuitos y se usan postes de 14m. En el RETIE se aprueba el uso de postes de dimensiones estandarizadas de 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 20 o 22 metros.

5.3.1.1.3 Según el material de construcción: Los apoyos para las estructuras pueden ser de madera, metálicos, de hormigón o de poliéster reforzado. Se debe evitar el uso de los postes de madera, aunque todavía se encuentran contemplados en el RETIE, estos presentan varias desventajas en cuanto a su vida útil y su resistencia. En las figuras a continuación se encuentran algunas placas características de determinados postes.

Figura 3. Placa de características en poste 12m/500daN

Fuente: Foto inédita

Figura 4. Placa de características en poste de fibra

Fuente: Foto inédita

5.3.1.2 Conductores

Los conductores son los encargados del transporte de energía desde las subestaciones de distribución hasta las subestaciones tipo poste. Son el elemento más delicado de todo el conjunto en las redes de distribución ya que dependiendo del buen estado de estos así será la calidad en el servicio de energía.

Los cables usados como conductores en redes aéreas deben cumplir con todas las especificaciones establecidas en el apartado 17.1 del RETIE. Todos los cables usados actualmente son de aluminio o aleaciones de aluminio. El uso de

conductores en cobre se ha reducido debido al incremento en los costos de este elemento y a la cantidad de robos que se presentaban.

Se usan conductores desnudos para circuitos primarios o de media tensión, son cables de aluminio ACSR y aleación de aluminio AAAC. Para circuitos secundarios se pueden usar cables desnudos pero principalmente se están implementando los conductores forrados trenzados compuestos por cables AAC en fases y AAAC en neutro, con el fin de evitar la manipulación de las líneas por parte de terceros.

Para conductores desnudos ACSR usados en distribución de media tensión el calibre mínimo será el #2 AWG aunque el calibre más usado actualmente es el 1/0 AWG. Para red trenzada en distribución secundaria el calibre mínimo usado es el 1/0 AWG.

5.3.1.3 Crucetas

Son la estructura que va anclada a los postes por medio de herrajes, sobre estas se colocan los aisladores, dependiendo del tipo de estructura así será la cantidad de crucetas necesarias y el tipo de aisladores que se instalaran en estas. Su función es sostener horizontalmente las líneas y cuentan con el tamaño adecuado para dar la separación mínima adecuada a cada nivel de tensión.

El tipo de crucetas usado en los sistemas de distribución depende del tipo de armado, en algunos casos se hará necesaria la presencia de un herraje adicional sobre el cual vaya una de las líneas de la red para poder cumplir con las distancias mínimas de seguridad exigidas en el RETIE.

En general existen dos grupos o tipos de crucetas y se diferencian debido al material con el que están hechas: crucetas de madera y crucetas metálicas.

5.3.1.3.1. Crucetas de madera: Este tipo de crucetas son de madera inmunizada para evitar su rápido deterioro. Para su instalación se hacen necesarios muchos herrajes en acero galvanizado como abrazaderas, sillas, diagonales, etc.
Estas crucetas se han dejado de usar debido al deterioro que sufren en diferentes zonas, por ejemplo las rurales donde son víctimas de los pájaros carpinteros y las termitas. Además, presentan desventaja con las crucetas metálicas en el momento de la instalación ya que se necesitan de más herrajes, haciendo lento el trabajo.
Normalmente se encuentran crucetas de 2,4m de largo aunque existen algunas de 4m que se usaban para formar estructuras en H; usadas en tramos muy extensos de redes donde se necesitaba una mayor separación entre las líneas.

5.3.1.3.2. Crucetas metálicas: Son crucetas hechas con acero galvanizado. Existen de dos tipos: Angulares y tipo bandera.
Las crucetas angulares cuentan con una pestaña, que parece un corbatín y cuya función es permitir la fijación directa de la cruceta, por medio de tornillos o abrazaderas, al centro del poste. Las crucetas angulares tienen varios tamaños,

los más usados son 2400, 1800 y 1400 milímetros, que se usan dependiendo del tipo de armado que se vaya a realizar, el nivel de tensión y la longitud del vano.
Las crucetas tipo bandera tienen una longitud de 2400 milímetros y su instalación debe ir acompañada de un brazo angular o diagonal. Inicialmente estas crucetas se usaban para separar los conductores de las edificaciones y cumplir con las distancias de seguridad, hoy en día se usan con el objetivo adicional de instalar la red secundaria en el borde de esta cruceta para así evitar la manipulación de esta por personas ajenas a las empresas de distribución.

5.3.1.4 Aisladores

Estos son los encargados de aislar las líneas de las estructuras o armados en cada poste. Se usan dependiendo del nivel tensión y el tipo de armado que hay en cada apoyo. Los aisladores usados en anclajes y fin de línea son diferentes a los usados en alineaciones y pequeños ángulos.

Los aisladores podrán ser de porcelana (ver Figura 5), vidrio, poliméricos (ver

Figura 6), esteatita y otros materiales aislantes equivalentes que resistan las acciones de la intemperie, deben ofrecer una resistencia suficiente a los esfuerzos mecánicos a que estén sometidos y protegidos contra corrosión para el medio donde se disponga su instalación.

Figura 5. Aisladores tipo poste de porcelana

Fuente: Foto inédita

Figura 6. Aisladores tipos suspensión poliméricos

Fuente: Foto inédita

5.3.1.5 Herrajes

Se consideran herrajes a todas las partes metálicas presentes en cada tipo de estructura cuya función es fijar o asegurar todos los materiales usados en el poste y entre estos mismos. El RETIE se refiere a los herrajes en su apartado 17.17 como:

"Se consideran bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores a la estructura, los de fijación del conductor al aislador, los de fijación de cable de guarda a la estructura, los de fijación de las retenidas (templetes), los elementos de protección eléctrica de los aisladores y los accesorios del conductor, como conectores, empalmes, separadores y amortiguadores."[6]

Los herrajes usados en media tensión deben ser de acero galvanizado y los de baja tensión que sirven para realizar conexiones con los conductores en acero inoxidable.

Los herrajes más usados en las redes aéreas son los tornillos, pernos rosca corrida, abrazaderas y grapas de amarre. (Ver Figura 7)

Figura 7. Herrajes más utilizados

Fuente: Foto inédita

5.3.1.6 Equipos de seccionamiento

Los equipos de seccionamiento en redes de distribución eléctrica sirven para establecer y/o delimitar zonas de trabajo y para proteger el sistema en caso de una falla. En distribución se usan como equipos de seccionamiento cortacircuitos, switches, interruptores y reconectadores, principalmente.

Los switches y seccionadores monopolares son equipos que sólo se usan para seccionar un circuito o red, estos no tienen la facultad de actuar automáticamente

[6]COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1294. (06, Agoto, 2008). Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, Anexo General. Bogotá, D.C., 2008. 164p.

ante una falla, como si lo hacen los cortacircuitos y reconectadores, es decir, son equipos de maniobra y no de protección.

La operación de estos puedes manual en sitio o remota. Para el caso de los cortacircuitos y seccionadores monopolares, su operación se debe realizar sin carga y en sitio. Los switches y reconectadores pueden actuar con carga y desde un mando a distancia.

5.3.1.7 Transformadores

En los sistemas de distribución todos los transformadores son usados para reducir los niveles de tensión de la energía eléctrica en ese punto. Las relaciones de transformación de tensión más comunes en distribución son las presentadas en la Tabla 1.

Para las transformaciones de media tensión a baja tensión se emplean transformadores monofásicos con los siguientes valores de potencia o nominales: 25 - 37.5 - 50 - 75 kVA y transformadores trifásicos con potencia de 30 - 45 - 75 - 112.5 y 150 kVA. El sistema de protecciones de un transformador de distribución consta de cortacircuitos, fusibles y pararrayos tipo válvula y SPT.

Tabla 1. Relaciones de transformación más comunes

Tensión de entrada	Tensión de salida
110 kV	34,5/13,2 kV
34,5 kV	13,2 kV
34,5 kV	440 V
13,2 kV	440 V
13,2 kV	240/120 V
7,6 kV	240/120 V

En la sección 17.10 del RETIE se establecen todos los requisitos que deben cumplir los transformadores que van a ser instalados en Colombia.

5.3.2 Armados de media tensión

Se le llama armados al conjunto de crucetas, aisladores y herrajes que se instalan en un poste. Las principales características que diferencian a los armados son la cantidad de crucetas y el tipo de aisladores.

La cantidad y tipo de armados que se instalen en un apoyo define el tipo de estructura y la función que va a tener ese punto dentro del sistema.

Los armados utilizados en sistemas de distribución con redes aéreas son los siguientes:

5.3.2.1 Armado de alineación

Este armado se utiliza cuando el conductor de la red forma un ángulo de 0° a 5° al pasar por el punto o apoyo donde se va a instalar el armado. Los armados en alineación cuentan, básicamente, con una cruceta, herrajes y 3 aisladores line post.

Figura 8. Armado en alineación

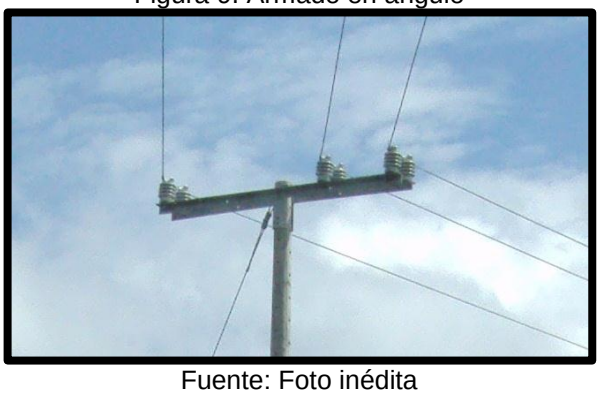
Fuente: Foto inédita

5.3.2.2 Armado de ángulo

Este armado se utiliza cuando el conductor de la red de distribución forma un ángulo entre 5° y30° al realizar un cambio de dirección. Estos cambios de dirección en el conductor se pueden deber a la forma de la carretera, en el caso que las líneas se encuentren paralelas a alguna vía, que en un punto realiza una curva.

Este tipo de armados está formado por dos crucetas, los respectivos herrajes y aisladores line post. La cantidad de aisladores siempre será el doble de la cantidad de conductores que tenga la red.

Figura 9. Armado en ángulo



Fuente: Foto inédita

5.3.2.3 Armado de anclaje

Este armado se utiliza cuando el conductor de la red forma un ángulo de 30° a 60° al realizar un cambio de dirección en su paso por este apoyo o cuando en un punto de la red se quiere realizar un corte o amarre. Cuando se está construyendo una línea nueva, normalmente se colocan los anclajes según la longitud de los conductores que vienen en cada bobina, aunque esto lo define el diseñador.

Este tipo de armados está formado por dos crucetas, herrajes y aisladores de suspensión (ver Figura 10). La cantidad de aisladores siempre será el doble de la cantidad de conductores que tenga la red. En este tipo de armados se usa algo conocido como “cadenas de amarre”, conformadas por una grapa de suspensión o de amarre con la cual se sujeta el conductor, un aislador tipo suspensión y otro herraje que puede ser un grillete o tuerca de ojo que sirven para sujetar el conjunto con la cruceta.

Figura 10. Armado en anclaje

Fuente: Foto inédita

5.3.2.4 Armado fin de línea

Este armado se utiliza en el inicio de un tramo de red aérea luego de un tramo subterráneo como por ejemplo en la salida de una subestación de distribución y también en el comienzo y final de una derivación o ramal.

Es muy común encontrar este tipo de armados acompañados de un transformador o una acometida primaria subterránea. (Ver Figura 11)

Los armados fin de línea está formado con los mismos materiales de un armado en anclaje, con la única diferencia que las cadenas de amarre utilizadas en este son la misma cantidad de líneas que tiene la red.

Figura 11. Armado fin de línea

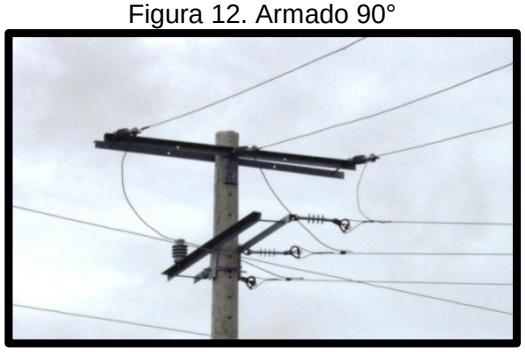
Fuente: Foto inédita

5.3.2.5 Armado de ángulo 90°

Este armado se utiliza cuando el desvío o cambio de dirección que sufre la línea es un ángulo entre 60° y90°. Es muy común encontrar estos armados en algunas esquinas dentro de las ciudades.

Este armado es básicamente la combinación de dos armados fin de línea. Cuenta con 4 crucetas seis cadenas de amarre y sus respectivos herrajes. Normalmente se hace necesario instalar retenidas en este tipo de armados, pero actualmente se usan postes auto-soportados para evitar las retenidas. Ver Figura 12

Figura 12. Armado 90°



Fuente: Foto inédita

5.3.3 Estructuras de media tensión

Las estructuras usadas en la distribución de energía varían de acuerdo a su función y de disposición de los armados en el montaje. Su característica principal son los armados, los cuales la identifican, pero varían dependiendo la combinación de estos y el tipo de apoyo que utiliza.

5.3.3.1 Estructura en alineación

Este tipo de estructura está compuesta por un apoyo y un armado en alineación. Los apoyos utilizados en este tipo de estructura son generalmente los de menor resistencia en comparación con otro tipo de estructuras debido a que las fuerzas que debe resistir son menores en magnitud y cantidad.

En Europa podemos encontrar estructuras que tienen armados tipo suspensión, es decir, el cable se encuentra suspendido por una cadena de amarre y no va encima de un aislador tipo poste.

5.3.3.2 Estructura en ángulo

Este tipo de estructura está compuesta por un apoyo y por un armado en ángulo, y dependiendo de los cálculos puede llevar retenida, que está conformada por unos metros de cable de acero galvanizado, un ancla de hormigón y una varilla de anclaje. La retenida de en este tipo de estructuras se utiliza para evitar que el apoyo ceda ante la componente horizontal de la resultante de fuerzas. Para evitar las retenidas es necesario instalar un poste de capacidad y resistencia acorde a las fuerzas que debe soportar el apoyo.

Cuando se construyen nuevas redes aéreas se evitan este tipo de estructuras.

5.3.3.3 Estructura en anclaje

Este tipo de estructura está conformado por un apoyo, un armado en anclaje y las retenidas (Ver figura 11). También se utiliza cuando se hace necesario realizar un amarre en las líneas. Los amarres se utilizan para establecer cantones y facilitar los tendidos de líneas. Por lo general se usan postes de mayor resistencia en estas estructuras debido a que serán expuestos a mayores esfuerzos.

Figura 13. Estructura en anclaje

Fuente: Foto inédita

5.3.3.4 Estructura fin de línea

Estas estructuras cumplen la función de asegurar las redes en el punto final de un circuito o de alguna extensión de red y en el inicio de un ramal o derivación. Estas estructuras siempre llevan una retenida como compensación por el esfuerzo generado por las líneas en el poste. Esta estructura está compuesta por el apoyo, un armado fin de línea y, en la mayoría de los casos, una retenida. El uso de la retenida depende del apoyo utilizado y el tense del conductor.

5.3.3.5 Estructura en H

Este tipo de estructuras no son muy usadas actualmente pero eran necesarias cuando había que mantener y asegurar una distancia mayor entre las líneas de MT, para amarrar la línea entre dos puntos a una muy larga distancia y evitar que el viento las uniera y provocara un corto circuito a mitad del vano. Estas largas distancias entre las estructuras se generan cuando el terreno no es plano, y está conformado por pequeños cerros y montañas.

Las estructuras en H están conformadas por 2 apoyos unidos entre sí por dos crucetas de 4m (ver Figura 14). Normalmente se hacen amarres en este tipo de estructuras.

Figura 14. Estructura en H

Fuente: Foto inédita

5.3.3.6 Estructuras mixtas

Son las estructuras que contienen más de un armado, siendo la más común la que contiene un armado en alineación y un armado fin de línea, está combinación es utilizada en las derivaciones de los circuitos.

Hacen parte de las estructuras mixtas, las estructuras en doble nivel, en estas van dos circuitos sobre el mismo apoyo en paralelo.

Figura 15. Estructura mixta

Fuente: Foto inédita

5.3.4 Configuraciones en redes aéreas de distribución

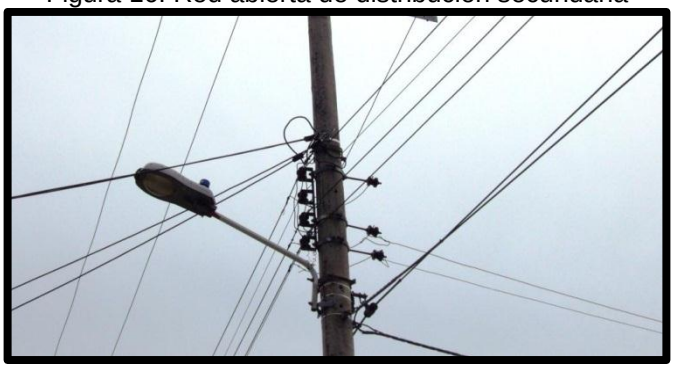
Las diferentes configuraciones de las redes aéreas se han creado, principalmente para evitar la manipulación de terceros a la red y disminuir las pérdidas no técnicas del sistema. La red abierta permite la conexión ilegal de usuarios al sistema, además genera un riesgo para las personas ya que el contacto directo con estas puede ocasionar un accidente.

A continuación se mencionan las diferentes configuraciones usadas en las redes eléctricas de Colombia.

5.3.4.1 Sencilla con red abierta

En este tipo de configuración la distribución secundaria se realiza con estructuras formadas por postes de 9m y soportes de percha u otro herraje que sostenga el aislador de carrete en el cual se soportaban los conductores desnudos. Ver Figura 16.

Figura 16. Red abierta de distribución secundaria



Fuente: Foto inédita

La instalación de este tipo de redes resulta más económica que cualquier otro tipo. Esta configuración de red no es instalada actualmente, las redes que existen de

este tipo son las que no han sido modificadas en varios años. En la mayoría de los casos estas redes tienen más de 15 años de uso y la capacidad para la que fueron diseñadas ha sido superada por el consumo de los usuarios.

Con las redes abiertas era muy fácil para los usuarios normalizados realizar fraude instalando una acometida alterna, evitando la lectura del contador de energía. También se presentaban inconvenientes en los sectores subnormales debido a la conexión ilegal y de directos a las redes.

5.3.4.2 Sencilla con red trenzada

En esta configuración la distribución secundaria se realiza con conductores cubiertos por un aislamiento que permite el trenzado o entorche de los mismos, postes de 9m, soportes de horquilla y aisladores carrete. Los herrajes y aisladores disminuyen de 3 a 1 por estructura.

Esta configuración necesita mayor inversión debido a que el precio del metro en conductor trenzado es superior al metro de los tres o cuatro conductores desnudos.

La red trenzada se empezó a instalar aproximadamente hace 10 años y su funcionalidad principal era evitar la instalación de acometidas paralelas dificultando la manipulación de estas redes por terceros. Consiste en usar los mismos apoyos donde se encontraba la red abierta y cambiar los conductores desnudos por red trenzada. Los conductores de la red trenzada son de mayor diámetro que los de la red abierta por lo que al instalarlos mejoraba la calidad del servicio en lo que se refiera a regulación.

Con los conductores trenzados se dificulta la manipulación de las redes por parte de terceros porque no permite conectarse directamente al conductor debido a su aislamiento. Para la conexión de acometidas se instalan unas cajas de derivación o de abonados que al estar cerradas evitan las conexiones fraudulentas en los barrajes de la misma.

5.3.4.3 Configuración especial

En este tipo de configuración la distribución primaria también tiene una característica diferente. Las estructuras usadas son conformadas por postes de 12m, armados primarios en disposición tipo bandera, armados secundarios formados por un soporte en U y un aislador tipo carrete, instalados en el borde de las crucetas, conductores desnudos para las líneas primarias y conductores trenzados para la distribución secundaria. Los postes de 9m usados en este tipo de configuración no son usados para realizar distribución, se usan para hacer retenidas aéreas cuando hay armados fin de línea en disposición bandera. También se usan postes de 9m para llevar la red chilena desde las cajas de derivación hasta los usuarios.

Este tipo de configuración necesita una alta inversión inicial debido a que se usan en su mayoría postes de 12m y es necesario realizar cambios tanto en las redes secundarias como en las primarias.

Esta configuración de red es la que se está implementando actualmente debido a todas las ventajas que ofrece. Su diseño está hecho pensando en el crecimiento de la carga según cada nivel social durante 15 años y las cargas están mejor distribuidas por transformador. Esta consiste en realizar la distribución de media y baja tensión por medio de postes de 12m y colocando la red trenzada más cerca de la red primaria y lejos de los apoyos para evitar su manipulación ilegal. Ver Figura **17**.

Figura 17. Red de distribución en configuración especial

Fuente: Foto inédita

En todo su recorrido por la red secundaria está acompañada de la red de media tensión, se encuentra a más de 2m del poste y las cajas de derivación se encuentran sobre el vano del conductor trenzado. Todas estas condiciones de la configuración especial llevan a una reducción de fallas en el sistema, mejora en la calidad del servicio de energía y disminución de pérdidas no técnicas. El uso principal de este tipo de redes es en zonas definidas como de difícil gestión.

5.3.4.4. Configuración especial con medida centralizada

La media centralizada es un sistema de medición de energía eléctrica agrupado en cajas de medida, integrado por medidores (tarjetas electrónicas de medida o medidores individuales), transformadores de medida (cuando aplique) y equipo de comunicación, que cuentan con operación remota para realizar lectura, suspensión, reconexión, etc.

La medida centralizada es una tecnología implementada principalmente en sectores subnormales donde la gestión por parte de la empresa para cobro o corte del servicio es muy difícil y peligrosa para los trabajadores. También es usada en

sectores comerciales donde es sistema es muy susceptible a la manipulación por terceros.

Este tipo de configuración combina los conceptos de la configuración especial normal, protegiendo la red secundaria con la primaria en toda su extensión, con la diferencia del tipo de cajas de distribución secundaria que se usan.

5.4. DISEÑO DE REDES AEREAS DE MEDIA TENSIÓN

Para el diseño de redes aéreas de media tensión es tan importante realizar tanto cálculos eléctricos como cálculos mecánicos, ya que las redes no sólo dependen de un buen conductor o un excelente aislamiento, también lo hacen de los apoyos y demás elementos presentes en las estructuras.

A continuación se presentan cada uno de los puntos clave que se deben tener en cuenta al momento de diseñar unas redes aéreas de distribución de media tensión según el Proyecto Tipo o normativa para el diseño de redes de Electricaribe S.A. E.S.P. vigente en el año 2012.

5.4.1 Delimitación de zonas

El primer punto a considerar para todos los Proyectos Específicos diseñados para ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., es definir la zona geográfica donde se encuentra ubicada la red o línea objeto del proyecto. Estas zonas geográficas nos ayudan a determinar las velocidades de viento y los niveles de contaminación.

5.4.1.1 Zonas por velocidad de viento

Los valores que encontramos en la Tabla 2se encuentran establecidos en la normativa de Electricaribe S.A. E.S.P. y estos cuentan con todo el soporte técnico o cálculos y las respectivas justificaciones en cada caso.

A continuación se presentan las velocidades de viento establecidas para el diseño de líneas aéreas MT.

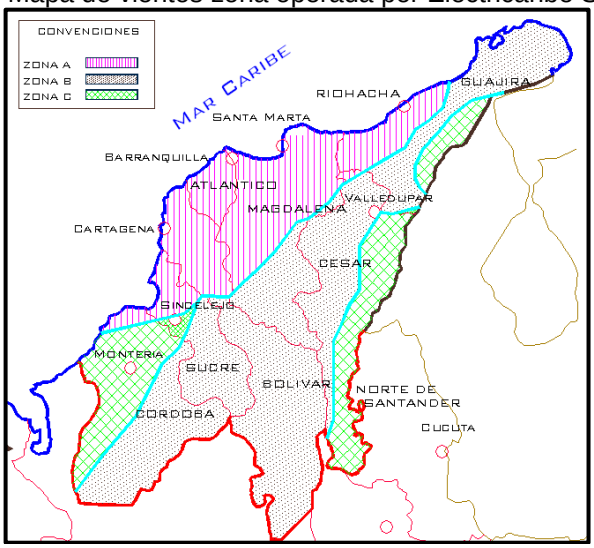
Tabla 2. Velocidad de viento por zona

Zona de Viento	Área Rural		Área Urbana	
	Viento máximo (km/h)	Viento reducido (km/h)	Viento máximo (km/h)	Viento reducido (km/h)
A	130	78	80	48
B	100	60	60	36
C	80	48	50	30

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

A continuación, en la Figura 18, se presenta el área que cubre cada una de las zonas de viento establecidas en el área geográfica operada por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

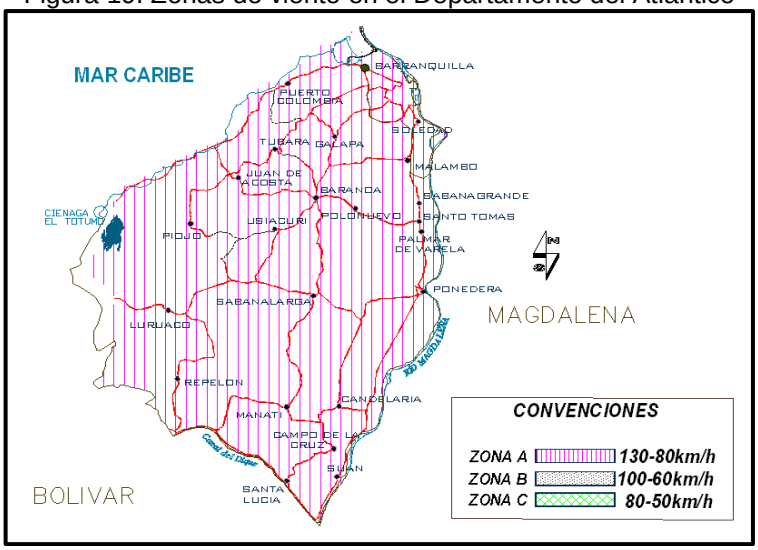
Figura 18. Mapa de vientos zona operada por Electricaribe S.A. E.S.P.



Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

Para el departamento del Atlántico el mapa de las zonas de viento es el que se muestra en la Figura.

Figura 19. Zonas de viento en el Departamento del Atlántico



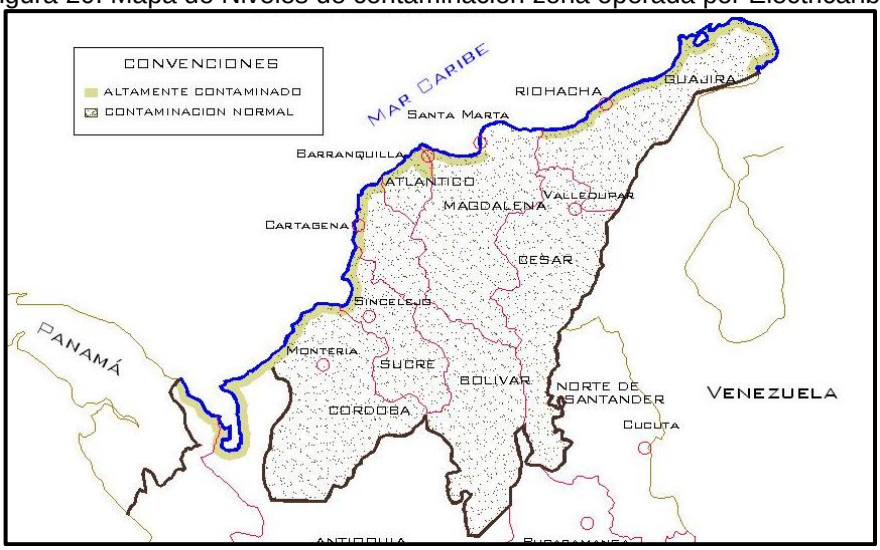
Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

El departamento del atlántico se encuentra en la zona A de vientos, que comprende velocidades entre 130 y 80 km/h

5.4.1.2 Zonas por niveles de contaminación

En la Figura 18, se establecen los lugares de la región caribe colombiana donde se presentan ambientes altamente contaminados.

Figura 20. Mapa de Niveles de contaminación zona operada por Electricaribe



Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

Para el caso puntual del departamento del atlántico el mapa de contaminación es el presentado en la Figura 21.

Figura 21. Mapa niveles de contaminación Departamento del Atlántico

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

5.4.2Distancias de seguridad

Para el diseño de redes de distribución es necesario cumplir con las distancias de seguridad establecidas en el RETIE para cada uno de los casos que se puedan presentar dentro del alcance del diseño.

Las distancias de seguridad son los valores mínimos de separación que deben tener los conductores y partes energizadas de una estructura, con respecto a construcciones civiles y otros conductores, para cumplir con las siguientes funciones:

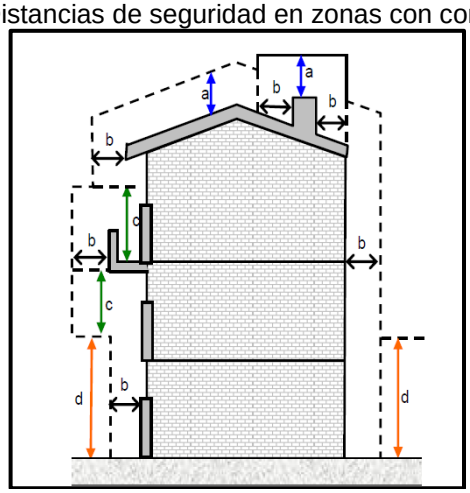
- Dificultar el contacto entre personas y circuitos o equipos energizados.
- Impedir que las redes de un distribuidor entre en contacto con ellas mismas o con redes de otro y con la propiedad pública o privada.

Todas las distancias de seguridad se deben medir desde las superficies de los conductores o elementos energizados y se deberá cumplir esta distancias tanto vertical como horizontalmente. Las distancias de seguridad se encuentran establecidas en el RETIE y en la NTC 2050. A continuación se presentan los cuadros y tablas donde establecen estas distancias.

5.4.2.1 Distancias de seguridad en zonas con edificaciones

En zonas con edificaciones las distancias mínimas de seguridad se presentan en laTabla 3 y para una mejor interpretación de estas distancias se presenta la Figura.

Figura 22. Distancias de seguridad en zonas con construcciones



Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE

Tabla 3. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	**Tensión nominal entre fases (kV)**	**Distancia (m)**
Distancia vertical “a” sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación.	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal “b” a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas.	115/110	2,8
	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical “c” sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura.	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
Distancia vertical “d” a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular.	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE

Estas distancias se deben cumplir en cualquier caso, incluso si se usan conductores forrados que no se consideren completamente aislados.

5.4.2.2 Distancias de seguridad en cruces de líneas

Para el cruce de líneas en baja, media y alta tensión ya sea en el mismo o en diferente circuito, se deben cumplir las distancias establecidas en la Tabla 4

Tabla 4. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones

		DISTANCIAS EN METROS								
TENSIÓN NOMINAL (KV) ENTRE FASES DE LA LÍNEA SUPERIOR	500	4,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,6	5,3	7,1
	230/220	3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9	3,6	-
	115/110	2,3	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2	-	-
	66	2	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	-	-	-
	57,5	1,9	1,3	1,3	1,3	1,4	-	-	-	-
	44/34, 5/33	1,8	1,2	1,2	1,3	-	-	-	-	-
	13,8/13,2 11,4/7,6	1,8	1,2	0,6	-	-		-	-	-
	<1	1,2	0,6	-	-	-	-	-	-	-
	Común.	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-
		Común.	<1	13,8/13,2 11,4/7,6	44/34,5/33	57,5	66	115/110	230/220	500
		TENSIÓN NOMINAL (KV) ENTRE FASES DE LA LÍNEA INFERIOR								

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE

5.4.3 Teoría calculo eléctrico

Para el diseño de redes de distribución eléctrica es necesario realizar los cálculos que nos permitan determinar los conductores a utilizar, los cuales deben ser adecuados para los niveles de corriente a transportar y para asegurar una caída de tensión menor al 5% para 13,2 kV y 10% para 34,5 kV.

Para la selección del conductor se debe tener en cuenta que será un conductor de aluminio y el calibre mínimo a utilizar es 1/0 en ACSR o 123,2 en AAAC.

5.4.3.1 Calculo de la corriente nominal

Se debe calcular la corriente nominal de las redes de media tensión mediante las siguientes formulas:

Para un sistema Trifásico

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V} \quad (Ec.1)$$

Sistema Bifásico (Monofásico Bifilar)

$$I = \frac{S}{V} \quad (Ec.2)$$

Dónde:

I: Intensidad de Línea o Corriente Nominal de Operación (A).

S: Es la sumatoria de las demandas máximas conectadas en MT no afectadas por factores de simultaneidad (kVA)

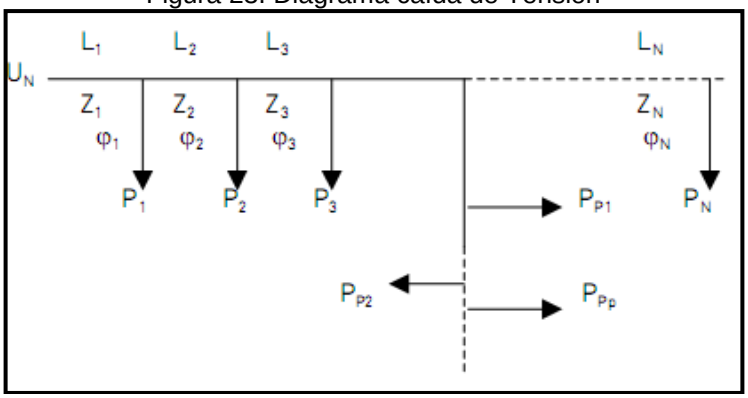
V: Tensión de Línea fase - fase (kV)

Se seleccionará aquel conductor cuya intensidad máxima admisible sea mayor que la corriente nominal de operación de la red.

5.4.3.2 Caída de tensión

En un sistema de distribución los cálculos de regulación se harán para un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios. En la Figura 23se hace una representación de las caídas de tensión de un sistema de distribución.

Figura 23. Diagrama caída de Tensión



Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

Para el cálculo de la caída de tensión se utiliza el método del momento eléctrico. El porcentaje de caída de tensión está dado por:

$$\% \, \Delta V = K_v * P * L$$

Dónde:

K_v: Constante de Regulación

P: Potencia a transportar (kW)

L: Longitud de la línea (km)

Se seleccionará aquel conductor cuya caída de tensión total o al final del sistema de distribución sea menor o igual a los siguientes límites:

- 13,2 kV: 5% de la Tensión Nominal.
- 34,5 kV: 10% de la Tensión Nominal.

La constante de regulación dependerá de las diferentes configuraciones de estructuras, niveles de tensión, conductores normalizados y factores de potencia. Las tablas para establecer la constante de regulación se encuentran en el Proyecto tipo de redes aéreas de media tensión.

5.4.4 Cálculo mecánico de conductores

El objeto del cálculo es controlar la tensión mecánica de los conductores para cada uno de los tipos de carga y condiciones climáticas a las que está expuesta el conductor para evitar esfuerzos y daños que pongan en riesgo la seguridad y continuidad del servicio, evitar la aparición de fenómenos vibratorios, aprovechar al máximo su capacidad mecánica, conseguir un balance adecuado entre distancia de vanos y dimensionamiento de postes.

El Proyecto Tipo define las tablas de tendido, donde se determinan las tensiones y las flechas a las que debe instalarse el conductor en función de los siguientes parámetros:

- Longitud del vano
- Temperatura Ambiente
- Zona de Viento (A, B o C)
- Área (Urbana o Rural)
- Tipo de Conductor

5.4.5 Cálculo mecánico de postes

Los cálculos mecánicos de los postes se realizan con la finalidad de conocer el comportamiento de los postes ante la peor situación hipotética que estos puedan presentar, como por ejemplo la rotura de un conductor, vientos muy fuertes, la rotura de todos los conductores de un mismo lado del poste, etc.

Estos cálculos los realiza un Ingeniero Civil por medio de un software especializado en este tipo de cálculos, ya que el comportamiento del poste también depende del terreno en el que se encuentre, la profundidad de empotramiento, etc.

Hacen parte de los cálculos mecánicos determinar el tipo de cimentaciones y la profundidad de empotramiento que debe llevar cada poste.

5.4.6 Criterios generales de diseño

Para realizar el diseño de una línea de media tensión ELECTRICARIBE ha establecido ciertos puntos claves para tener en cuenta en el momento que se

tenga dudas específicas para el diseño. Estos puntos clave o criterios se encuentran divididos según el tema que se refieren.

5.4.6.1 Criterios relacionados con la escogencia de la zona de contaminación y de viento

En los casos que el trazado de la línea pase por más de una zona, ya sea de viento o contaminación, se deben definir los tramos que pasarán por cada una de las zonas y establecer si tramo más corto que involucra una zona específica representa menos del 10% de la longitud total de la línea, entonces se seleccionara como zona de diseño la que involucra el tramo más largo. En los otros casos se deberá diseñar cada tramo con la zona específica en la que esté cobijada. Para los casos de diferentes zonas de viento, se instalara un anclaje lo más cercano posible al límite entre las dos zonas.

Ante dudas e incertidumbres respecto a la selección de zona de contaminación y viento se seleccionará la zona de mayor exigencia.

Cuando la línea pase por zonas específicas que las condiciones representadas en los planos de viento y de contaminación no coinciden con las reales, como es el caso de zonas alejadas de la costa y cercanas al desarrollo de actividades generadoras de algún tipo de polución que afecte la calidad del aislamiento de la línea (áreas de determinada actividad industrial y/o minera: fabricación de cemento, minas de carbón, etc.), o zonas que por sus características topográficas específicas presenten velocidades de viento diferentes a las establecidas en los planos, se deberá diseñar el tramo de la línea comprendido en dicha zona específica con las consideraciones que apliquen de acuerdo a las características locales imperantes.

5.4.6.2 Criterios relacionados con el trazado de la línea

Para minimizar el uso de retenida y postes auto-soportados el trazado de línea se hará lo más recto posible.

La línea debe ser fácilmente accesible para efectos de mantenimiento, evitando zonas protegidas, de cultivos altos, de alto riesgo y rondas de ríos y ciénagas y mar.

En el trazado de la línea se debe evaluar la facilidad de la construcción de la línea, la facilidad en la negociación y obtención de los trámites y permisos.

Se debe cumplir con la reglamentación vigente en el Ministerio de Obras Públicas y Transporte en la ubicación de la línea respecto a los tipos de vías, tanto en su ubicación en paralelo como en los cruces obligados.

5.4.6.3 Criterios relacionados con la selección del conductor

Los conductores de aluminio ACSR se utilizarán solamente en las zonas con nivel de contaminación normal.

La selección del conductor debe realizarse siguiendo un criterio técnico-económico, que minimice la inversión y el coste de las pérdidas. Para el nivel de 13,2 kV la pérdida de potencia máxima será del 2,8 %.

Los conductores de troncales serán seleccionados por el área de Planificación de ELECTRICARIBE del material y los calibres normalizados.

5.4.6.4 Criterios relacionados con la selección de la configuración

ELECTRICARIBE establece como prioridad en el diseño de redes el uso de la configuración compacta para la zona urbana y la configuración compacta vano largo para la zona rural, permitiendo el uso de la configuración bandera sólo en proyectos especiales y en situaciones donde otra configuración no cumple con las distancias de seguridad.

5.4.6.5 Criterios relacionados con la selección de postes.

Todos los postes serán principalmente de hormigón, permitiéndose la utilización de postes metálicos o de fibra de vidrio cuando las características de la línea y acceso así lo requieran. De igual manera, se adoptará la solución de poste auto-soportado para minimizar la utilización de retenidas, siempre y cuando no se necesite usar postes de mayor capacidad a los normalizados.

La altura del poste se debe seleccionar para cumplir las distancias de seguridad y la aparición de posibles nuevos circuitos (primeros tramos de troncales), evitando sobredimensionar esta característica por otras circunstancias.

El poste metálico será una solución directa ante condiciones que no permitan la ubicación de las retenidas y su diámetro estará limitado al mayor diámetro del poste de concreto normalizado.

5.5. DISEÑO DE REDES AEREAS DE BAJA TENSIÓN

En el diseño de redes aéreas de baja tensión se debe tener en cuenta las características que exige el operador de red, dependiendo del lugar donde se vaya a proyectar la red. Para el caso del departamento del Atlántico, estas características vienen establecidas en el documento Proyecto Tipo de Electricaribe S.A E.S.P.

En todos los casos las nuevas redes de distribución secundarias o de baja tensión usarán conductores trenzados y forrados o cubiertos. Las redes secundarias

tienen un papel importante en el momento de establecer el tipo de configuración que tendrá la red proyectada.

Para el diseño de redes de BT también se hace necesario realizar cálculos eléctricos y mecánicos. Estos cálculos vienen especificados en el Proyecto Tipo de Electricaribe S.A. E.S.P.

5.5.1 Delimitación de zonas

Para las redes de baja tensión sólo se tendrá en cuenta las zonas de velocidad del viento en la que se encontrará la red. Esta será la misma de las redes de media tensión.

5.5.2 Teoría cálculo eléctrico

Para hacer los cálculos eléctricos en las redes de baja tensión se debe tener en cuenta el sector socioeconómico o el nivel de consumo de los clientes conectados a cada transformador. Para esto se emplearán los niveles de energía y potencia de diseño, definidos en la Tabla 5.

En proyectos nuevos, se realizará un estudio minucioso mediante la realización de un censo de cargas teniendo en cuenta la proyección de la demanda a futuro, el estrato y nivel económico de la población a electrificar.

Nota: La potencia de diseño requerida para el cálculo de la red de baja tensión (ver Tabla 5), se ha obtenido considerando la tasa de crecimiento anual para un período de 15 años.

Tabla 5. Cargas de diseño

Rango	Consumo promedio (kWh/mes)	Potencia inicial (kW)	Tasa Anual de crecimiento (%)	Potencia de Diseño (kW)
Bajo Bajo	De 105 a 144	1.00	2.0	1.35
Bajo	De 145 a 189	1.20	2,0	1.62
Medio	De 190 a 279	1.70	1.0	1.97
Medio Alto	De 280 a 379	2.20	1.0	2.55
Alto	De 380 a 660	3.80	1.0	4.41

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

Para la selección del conductor, aparte de la corriente nominal y la regulación, se tendrá en cuenta:

- El rango al que pertenecen los clientes existentes y por lo tanto su potencia unitaria de diseño
- Otras cargas, como alumbrado público
- Clientes y/o cargas futuras. Ejemplo, lotes sin vivencia entre los existentes, y/o áreas cercanas de futura expansión y que presumiblemente serán conectadas a la red que se está diseñando, etc.
- El número de clientes (existentes y futuros) que se conectarán a la red, mediante la utilización de los factores de simultaneidad de la Tabla 6

Tabla 6. Factores de Simultaneidad

No. Clientes	**Factor de Simultaneidad**	**No. Clientes**	**Factor de Simultaneidad**
1	1	16	0,45
2	0,91	17	0,44
3	0,83	18	0,44
4	0,76	19	0,43
5	0,71	20	0,43
6	0,66	21	0,42
7	0,62	22	0,42
8	0,59	23	0,42
9	0,56	24	0,41
10	0,53	25	0,41
11	0,51	26	0,41
12	0,50	27	0,41
13	0,48	28	0,41
14	0,47	29	0,41
15	0,46	30 y más	0,40

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

Electricaribe S.A. establece que los conductores a emplear serán trenzados de aluminio. Los conductores trenzados se construirán con los conductores de fase de aluminio (AAC), mientras que el neutro será de aleación de aluminio (AAAC). El listado de conductores a utilizar en BT se encuentra en la Tabla junto a sus características constructivas.

Tabla 7. Características constructivas de conductores para redes de BT

Características constructivas	
Conductor	Descripción
Conductores de uso en líneas	
Tríplex #2	Trenzado; Fases: #2 AAC – Neutro: #2 AAAC
Tríplex 1/0	Trenzado; Fases: 1/0 AAC – Neutro: 1/0 AAAC
Cuádruplex 1/0	Trenzado; Fases: 1/0 AAC – Neutro: 1/0 AAAC
Triplex 4/0	Trenzado; Fases: 4/0 AAC – Neutro: 4/0 AAAC
Cuádruplex 4/0	Trenzado; Fases: 4/0 AAC – Neutro: 4/0 AAAC

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

5.5.2.1 Corriente nominal

La corriente nominal de la instalación en una red BT trifásica se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I = \frac{1000 * P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi}$$

Dónde:

P: Potencia trifásica a transportar por la red de BT y/o acometida (kW). Se calcula como suma de las potencias unitarias de diseño de las cargas receptoras, afectadas por el coeficiente de simultaneidad.

U: Tensión nominal entre fases (V)

Cosφ: Factor de potencia medio de las cargas receptoras

Para el cálculo de la corriente nominal de una red de baja tensión monofásica se utilizará la fórmula:

$$I = \frac{1000 * P}{U * \cos\varphi} \quad (Ec. 3)$$

Se seleccionará aquel conductor (de línea o acometida) cuya intensidad máxima admisible sea mayor a la corriente nominal.

Tabla 8. Admisibilidad de corrientes conductores BT

Conductor	**Triplex #2 AWG**	**Triplex 1/0 AWG**	**Cuádruple 1/0 AWG**	**Triplex 4/0 AWG**	**Cuádruple x 4/0 AWG**
Intensidad máxima admisible (A) (1)	150	205	180	300	275

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

(1) Valores calculados en las siguientes condiciones: T. Ambiente: 25ºC, T. Conductor: 75 ºC, velocidad del viento: 0,6 m/s y sin radiación solar.

5.5.2.2 Caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión en los conductores de baja tensión se usará el mismo concepto utilizado en media tensión y se aplicará el mismo método, el momento eléctrico.

Se seleccionará aquel conductor de línea cuya caída de tensión sea menor o igual a los siguientes límites:

- Urbana: 3% de la tensión nominal desde el transformador de distribución hasta el punto de conexión de la acometida.
- Rural: 5% de la tensión nominal desde el transformador de distribución hasta el punto de conexión de la acometida.

En el caso de las líneas monofásicas (120/240 V) a tres hilos se considerará la carga equilibrada.

La constante de regulación, para cada tipo de conductor, la podemos encontrar en la Figura 24.

Figura 24. Constantes de regulación en conductores BT

CONDUCTOR		TENSIÓN (V)	CONSTANTE DE REGULACIÓN DE TENSIÓN PARA LÍNEAS AÉREAS B.T. (%) - 90 ºC
			FP = 0,9
Al	Línea bifásica (Kv2)		
	Tríplex #2	240	3,8709736
	Tríplex 1/0		2,4957997
	Tríplex 4/0		1,3312283
	Línea trifásica (Kv3)		
	Cuádruplex 1/0	208	1,6595378
		240	1,2464973
	Cuádruplex 4/0	208	0,8847363
		240	0,6645353

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

5.5.3 Cálculo mecánico de conductores

En el Proyecto Tipo de Redes aéreas Trenzadas se establecen las tablas de tendido de las redes de BT.

Las tablas de cálculo mecánico y las tablas de tendido se han elaborado teniendo en cuenta los distintos conductores normalizados, las zonas de viento, áreas de construcción y temperatura ambiente.

5.5.4 Cálculo mecánico de postes

Los cálculos mecánicos de los postes se realizarán de forma individual y dependerá de su función (AL, ANG y FL) y de las hipótesis y condiciones de esfuerzo consideradas. El poste seleccionado debe cumplir con todas ellas.

En configuración especial, los postes secundarios se utilizan solo para recibir retenidas y mensajeros, puesto que la red de distribución de baja tensión va en postes para media tensión.

5.5.5 Criterios generales de diseño

A continuación se expresan algunos conceptos que se deben tener en cuenta para el diseño de redes en baja tensión, según la normativa de Electricaribe.

- La red conformada por acometidas se utilizará en zonas específicas con alto riesgo de intervención por particulares.

- La red trenzada utilizada en configuración especial se utilizará en zonas específicas de alto riesgo de intervención por particulares; siempre estará acompañada por la línea de media tensión en toda su extensión.

- En condiciones normales se debe procurar instalar hasta un máximo de dos cajas de derivación de 8 abonados por poste.

- El fin de línea de una red trenzada en configuración especial siempre deberá tener retenida.

- Se instalarán los postes según la reglamentación del municipio.

- El diseño debe prever la instalación del alumbrado público en las zonas urbanas, por lo tanto las distancias entre postes estará entre 35 y 40 m máximo.

- La distribución de los postes será realizada de tal modo que sean instalados en los límites de predios. No se podrán bloquear o dificultar ingresos a parqueaderos o sitios públicos.

- La red de baja tensión no debe pasar sobre predios particulares, así estén sin construcción o sin muro o malla de protección.

5.6 DISEÑO DE CENTROS DE TRANSFORMACION TIPO POSTE

Para el diseño de los centro de transformación tipo poste es necesario saber el tipo y la cantidad de clientes que se van a conectar al transformador. A partir de estos datos se podrá establecer la potencia, el número de fases, los fusibles de

protección en MT y los bajantes secundarios. A continuación se habla sobre cada uno de puntos.

5.5.1 Intensidades nominales

En la Tabla 9se presentan los valores de las intensidades de corriente en media y baja tensión para cada tipo de transformador.

Tabla 9. Intensidad nominal según transformador

Tipo Transformador	Potencia (KVA)	Tensión MT (kV)	Intensidad Nominal en MT (A)	Tensión BT (V)	Intensidad Nominal en BT (A)
Monofásico	5	13,2	0,4	240/120	20,8
	10		0,8		41,7
	15		1,1		62,5
	25		1,9		104,2
	37,5		2,8		156,3
	50		3,8		208,3
	75		5,7		312,5
Trifásico	30	13,2	1,3	208/120	83,4
	45		2,0		125,1
	75		3,3		208,4
	112,5		4,9		312,6
	30	34,5	0,5	208/120	83,4
	45		0,8		125,1
	75		1,3		208,4
	112,5		1,9		312,6

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

5.5.2 Selección del fusible de media tensión

Las protecciones de media tensión de los transformadores son los cortacircuitos, cuyo principio de funcionamiento involucra a fusibles, y el buen funcionamiento de las protecciones dependerá de la buena escogencia del fusible.

En la Tabla 10Electricaribe S.A. establece los fusibles adecuados para instalarse de acuerdo al transformador del CT.

Tabla 10. Selección de fusible según transformador

TIPO DE TRAFO	Potencia (KVA)	13,2 kV			34,5 kV		
		Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)	Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)
Monofásico	5	0,4	-	0,4	-	-	-
	10	0,8	-	0,4	-	-	-
	15	1,1	-	0,4	-	-	-
	25	1,9	2		-	-	-
	37,5	2,8	2		-	-	-
	50	3,8	3		-	-	-
	75	5,7	5		-	-	-
Trifásico	30	1,3	2		0,5	-	0,4
	45	2,0	2		0,8	-	0,4
	75	3,3	3		1,3	2,0	
	112,5	4,9	5		1,9	2,0	

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

Fusibles D (VS): Rango de disparo de 200%
Fusibles D (SR): Rango de disparo de 300%

5.5.3 Selección del calibre del bajante de baja tensión

Para la selección del bajante secundario de los transformadores se debe considerar una sobrecarga máxima en el CT del 25%, para lo cual se utiliza la expresión siguiente:

$$I_{cable} = I_{BT} * 1{,}25 \ (Ec.4)$$

Dónde:
$I_{BT:}$ Intensidad nominal del transformador en baja tensión (A)

Luego se deben seleccionar el(los) bajante(s) de acuerdo a los conductores normalizados por Electricaribe para baja tensión.

Tabla 11. Selección de conductor bajante según potencia de transformador

Transformadores	**Capacidad (kVA)**	**Puente**	**Tipo de Conductor Aluminio**	
			Aéreo	**Ducto**
Monofásicos	5, 10, 15 y 25	Simple	1 x (3 x 1/0 AWG)	1 x (3 x 1/0 AWG)
	37,5 y 50	Simple	1 x (3 x 4/0 AWG)	-
		Doble	-	2 x (3 x 1/0 AWG)
	75	Doble	2 x (3 x 1/0 AWG)	2 x (3 x 4/0 AWG)
Trifásicos	30 y 45	Simple	1 x (4 x 1/0 AWG)	1 x (4 x 4/0 AWG)
	75	Simple	1 x (4 x 4/0 AWG)	-
		Doble	-	2 x (4 x 1/0 AWG)
	112,5	Doble	2 x (4 x 1/0 AWG)	2 x (4 x 4/0 AWG)

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

Para la configuración “Salida doble BT” se deben colocar los bajantes de baja tensión de la misma sección que las salidas, asegurando que se cumplan los límites de regulación e intensidad máxima admisible.

5.5.4 Calculo de la potencia del transformador

La selección de la potencia del transformador depende del número y tipo de clientes alimentados por el mismo. Para su dimensionamiento, se utilizarán los valores de las potencias de diseño por tipo de cliente (calculadas a 15 años, en función de una demanda máxima inicial y una tasa anual de crecimiento de dicha demanda) y los coeficientes de simultaneidad que se encuentran en la Tabla.

De igual manera, se tendrán en cuenta otras cargas tales como las debidas al alumbrado público, cargas no residenciales, cargas por servicios comunes en edificios, etc.

Admitiendo una sobrecarga máxima en el año 15 del 15% y con factor de potencia medio de 0,9; el transformador seleccionado debe ser el menor, cuya capacidad nominal cumpla:

$$KVA_{CT} \geq \frac{\alpha \cdot N \cdot P_D + P_{AP}}{0{,}9 \cdot 1{,}15} = \frac{\alpha \cdot N \cdot P_D + P_{AP}}{1{,}035} \, (Ec.5)$$

Dónde:

α : Coeficiente de simultaneidad según el número de clientes alimentados por el CT.

N: Número de clientes considerando los criterios de previsión de cargas y/o futura expansión de la red de BT que alimenta el transformador.

P_D: Potencia de diseño por cliente.

P_{AP}: Potencia total por alumbrado público y otras cargas considerando los criterios de previsión de cargas y/o futura expansión de la red de BT que alimenta el transformador.

5.6 CODIFICACIÓN DE ESTRUCTURAS EN PLANOS

Para la identificación de estructuras y unificación de conceptos, se han creado unas reglas nemotécnicas que permiten la codificación de las estructuras dentro de los planos de una red, permitiendo la buena interpretación de este.

5.6.1 Codificación de armados MT

Los armados se codificarán según la siguiente regla nemotécnica:

MT [ABC - X - Y – Z]

A = Código de la Configuración:

1 Tipo Bandera
2 Tipo Triangular – Vano Largo
3 Tipo Horizontal
4 Tipo Vertical
5 Tipo Compacta

B = Número de Fases

1 Una Fase - Monofásico
2 Dos Fases - Bifásico
3 Tres Fases - Trifásico

C = Tipo de Configuración

El código de la letra C será el encargado de expresar que tipo de armado que va en la estructura en mención dependiendo del tipo de configuración que esta tenga. Para comprender mejor veamos a continuación la Tabla 12 con cada una de los significados del código C.

X = Nivel de Tensión

1 13,2 kV
2 34,5 kV

Y = Nivel de contaminación del aislamiento:
N Nivel contaminación normal
R Altamente contaminada

Z = Conductor:
1 1/0 ACSR – 123 AAAC
2 4/0 ACSR – 246 AAAC
3 266 ACSR – 312 AAAC
4 336 ACSR – 394 AAAC

Tabla 12. Tipo de armados según cada configuración de estructuras

Configuración	C	Descripción
Bandera	1	FL
	2	AL y ANG < 5
	3	ANG 5º-20º -Conductores Mayores
		ANG 5º-30º - Conductores Menores
	4	ANG 20º-60º- Conductores Mayores
		ANG 30º-60º- Conductores Menores
Triangular - Vano largo	2	AL y ANG < 5
Horizontal	1	FL
	2	AL y ANG < 5
	3	ANG 5º-20º - Conductores Mayores
		ANG 5º-30º - Conductores Menores
	4	ANG 20º-60º- Conductores Mayores
		ANG 30º-60º- Conductores Menores
	5	ANG 60º-90º
	6	ANC hasta 60º (1)
Vertical	1	FL
	2	AL y ANG < 5
	4	ANG 30º-60º
	5	ANG 60º-90º
	6	ANC hasta 30º (1)
Compacta	1	FL
	2	AL y ANG < 5
	3	ANG 5º-20º -Conductores Mayores
		ANG 5º-30º - Conductores Menores
	4	ANG 20º-60º- Conductores Mayores
		ANG 30º-60º- Conductores Menores
	6	ANC hasta 60º (1)

Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

5.6.2 Codificación de armados BT

Los armados se codificarán según la siguiente regla nemotécnica:

BT [AB]

A= Configuración de la red

1 Red abierta
2 Trenza normal
3 Trenza configuración especial
4 Mensajero o Chilena

B= Tipo de armado

1 Alineación
2 Anclaje hasta 60°
3 Anclaje 60°-90°
4 Estrellamiento
5 Fin de línea

5.6.3 Codificación de estructuras de CT

Los centros de transformación tipo poste se codificarán según la siguiente regla nemotécnica:

CT ABC – D

A = Código de la configuración

1. Tipo Bandera
3. Tipo Horizontal
5. Tipo Compacta
6. Configuración especial.

B = Numero fases.

2. Dos Fases – Bifásico
3. Tres Fases - Trifásico

C = Tipo de transformador

1. Convencional
2. Autoprotegido

D = Tipo de Bajante BT

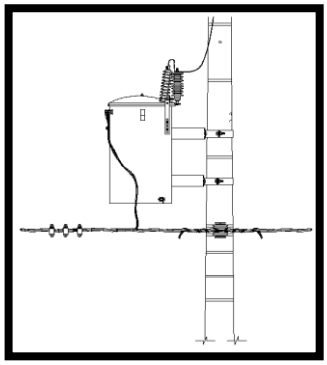
S. Salida Sencilla BT: La red de BT consta de un sólo ramal conectado mediante puente a los bujes del transformador (Figura 25).

D. Salida Doble BT: La red de BT se divide en dos ramales y cada uno de ellos se conecta directamente al buje del transformador (Figura 26).

Ejemplo:

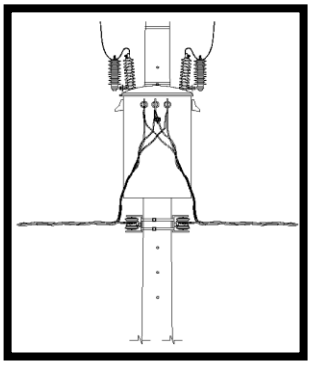
CT 522 - d: Centro de Transformación en red compacta, bifásico, con transformador auto-protegido con salida doble BT.

Figura 25. Salida sencilla de red BT



Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

Figura 26. Salida doble de red BT



Fuente: Proyecto Tipo Electricaribe S.A. E.S.P.

5.7 BASE LEGAL

En la Ley que se habla del proceso de normalización eléctrica es en la Ley 812 del 2003 que hace referencia al Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006, ley que fue modificada por la Ley 1151 del 2007 que se refiere al Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010.

El Decreto N° 3735 de Diciembre 19 de 2003 es el decreto por medio del que se reglamentan los artículos 63 y 64 de la Ley 812 de 2003, en relación con el programa de normalización de redes eléctricas. Este decreto fue derogado por el artículo 12 del Decreto 3491 de 2007, que a su vez fue derogado por el artículo 12 del Decreto 1123 de 2008, siendo este último el decreto vigente, con algunas modificaciones hechas en el Decreto 4926 de 2009.

Con respecto a las pérdidas que tienen los Operadores de Red, las entidades gubernamentales encargadas de la vigilancia y el manejo del servicio de energía eléctrica, exactamente la Comisión de Regulación de Energía y Gas, solicitó un estudio muy profundo de las pérdidas no técnicas en el país. Dentro de dicho estudio les solicitaron información a los operadores de red e hicieron un análisis de la situación, para luego establecer un plan para reducir las pérdidas.

A finales de 2010, se presentó para comentarios, la Resolución CREG 184 de 2010 por medio de la cual se propone la metodología para establecer los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local [SDL]. La aceptación del Plan es de carácter opcional para el OR y será de obligatorio cumplimiento las metas previstas. La remuneración del Plan estará sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas por la CREG a cada OR y en caso de incumplimiento se establecen mecanismos para la devolución de los dineros recibidos, por el OR, a través del cargo CPROG establecido en la fórmula tarifaria (Resolución CREG 119 de 2007)

Las anteriores Resoluciones, Decretos y Leyes son los precedentes que dan bases a los OR para realizar proyectos y configurar las redes de tal forma que se reduzcan las pérdidas y se evite la manipulación de terceros en el sistema.

Para la construcción de cualquier tipo de instalaciones eléctricas, incluyendo para este caso las redes de distribución, existe el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE donde se especifican todas condiciones mínimas de seguridad y calidad que deben tener las instalaciones, como distancias de seguridad y materiales a utilizar.

6. CALCULOS PARA EL DISEÑO DEL BARRIO PIÑONCITO

En este capítulo se presentan todos los cálculos y realizados para realizar el diseño de las redes de media y baja tensión en el barrio Piñoncito.

Los cálculos se realizan con la finalidad de demostrar y asegurar que el diseño cumple con las normas establecidas en el RETIE y en el Proyecto Tipo de Redes Aéreas de Electricaribe S.A. E.S.P.

6.1 DELIMITACIÓN DE ZONAS

El presente diseño se hace para la normalización de redes en el Barrio Piñoncito del municipio de Campo de la Cruz en el Departamento del Atlántico. Teniendo en cuenta el lugar de desarrollo del proyecto y los gráficos establecidos en el Proyecto Tipo de Electricaribe se pudo establecer la zona de viento y el tipo de contaminación presente.

Para determinar la zona de viento observamos la Figura 19, donde se puede apreciar que el municipio de Campo de la Cruz pertenece a la Zona A. Luego de esto, observamos la Tabla 2, la cual nos indica que para el área urbana, dentro de la zona A, la velocidad del viento oscila entre 48 y 80 km/h, velocidades para viento reducido y máximo respectivamente.

Para determinar el nivel de contaminación que tiene el municipio de Campo de la Cruz tenemos que observar la Figura 21, donde se puede apreciar que la contaminación en este municipio es normal.

En conclusión, para realizar los cálculos del diseño de redes de distribución de energía eléctrica del barrio Piñoncito de Campo de la Cruz, se debe tener en cuenta las siguientes características:

- Zona de viento: A
- Nivel de contaminación: Normal.

6.2 DISEÑO EN PLANO PRELIMINAR

Para realizar los cálculos eléctricos es necesario conocer las distancias y potencias proyectadas a transportar, entre otros parámetros, por lo que se hace necesaria la elaboración de un plano preliminar. Para la elaboración de este plano debemos realizar el levantamiento físico y/o cartográfico del área de diseño.

6.2.1 Levantamiento del área de diseño

El primer paso para elaboración del plano es realizar el levantamiento y/o recolección de información respecto al área de diseño, que nos debe entregar como resultado los siguientes datos:

- Medida del frente de los predios.
- Descripción de la finalidad con la que se está usando el predio. (Casa, tienda, lote, etc.)
- Nomenclatura de los predios.
- Nivel de tensión y número de fases de las acometidas de los usuarios.
- Ubicación y clasificación de las redes existentes según nivel de tensión.
- Ubicación y distancias entre postes.
- Cantidad, ubicación y códigos de las placas de identificación de transformadores, donde se conoce como CT la placa de color blanco y MT la placa de color amarillo.
- Tipo de estructura por apoyo. Alineación AL, ángulo AG, anclaje AC, etc.
- Identificación de los apoyos que tienen luminarias de alumbrado público.
- Fotos de cada poste con sus respectivos armados y de cualquier otro punto que se considere importante.
- Toda la información adicional que se considere relevante para el diseño. Ejemplo: arroyos, canales de aguas lluvias, etc.

Con toda esta información se procedió a la elaboración del plano existente, siguiendo las convenciones establecidas por el operador de red.

6.2.2 Elaboración de plano proyectado

Como segundo paso se debe elaborar un plano proyectado de las nuevas redes, donde se debe establecer la ubicación de los apoyos y las distancias entre estos, teniendo en cuenta algunos detalles como:

- Ubicar apoyos en los linderos o límites de los predios para así evitar inconvenientes con los propietarios.
- Bajo ninguna circunstancia se deben ubicar postes que obstruyan entradas a garajes y/o afecten en algún sentido la comodidad de los usuarios.
- No se podrán instalar postes en las esquinas de las calles.
- Ubicar los transformadores en los centros de carga.
- Como el diseño es en configuración especial no se puede contemplar cruces aéreos del conductor trenzado.
- Número de conductores de media tensión.

En este plano ubicaron los transformadores, postes primarios y postes secundarios, recorrido de las redes de media y baja tensión, salida de acometidas desde cada poste, se identificaron los usuarios dependiendo del transformador al que se encuentran asociados.

6.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Los cálculos eléctricos para la red de media tensión nos van a permitir seleccionar los conductores de media y baja tensión que se usarán en el diseño. Para la selección del conductor se deben realizar dos cálculos fundamentales: Corriente nominal y regulación de tensión.

6.3.1 Cálculos eléctricos de Baja Tensión

Estos cálculos se realizan antes de los de media tensión debido a que contamos con el número de clientes que serán conectados a cada transformador, pero no con las capacidades de los transformadores. En los cálculos eléctricos de baja tensión se incluyen los cálculos de pérdidas técnicas en el conductor.

Primero se identificó la potencia de diseño para el proyecto, identificando el tipo de clientes a los que está dirigido, para esto se utilizó la Tabla 5 y se estableció el rango al que pertenecen los usuarios del barrio Piñoncito:

- Rango bajo: Consumo entre 145 y 189 kWh/mes.
- Potencia de diseño: 1,62 kW.

Para los cálculos de la corriente nominal y regulación de tensión se usó una herramienta en Excel, diseñada por los autores del presente proyecto, que permite obtener estos valores con sólo introducir unos datos iniciales.

Para conocer la forma en que la herramienta realiza los cálculos se tomará como ejemplo el transformador TP1. Este transformador tiene 23 usuarios.

6.3.1.1 Corriente nominal

Para el cálculo, en la red de baja tensión monofásica se utilizó la fórmula:

$$I = \frac{1000 * P}{U * \cos\varphi} \, (Ec. 6)$$

Dónde:

P: Potencia monofásica a transportar por la red de BT y/o acometida (kW). Se calcula como suma de las potencias unitarias de diseño de las cargas receptoras, afectadas por el coeficiente de simultaneidad.

U: Tensión nominal entre fases (V)

Cosφ: Factor de potencia medio de las cargas receptoras

Entonces, para el Transformador TP1 con 23 usuarios se tiene:

$$P_{TP1} = Potenciadediseño + \sum_{i=2}^{\#usuarios} Potenciadiseño * Factor\ de\ simultaneidad_i$$

$$\Longrightarrow P_{TP1} = PD + \sum_{i=2}^{\#usuarios} PD * FS_i$$

$$\Longrightarrow P_{TP1} = 1{,}62 + \sum_{i=2}^{23} 1{,}62 * FS_i$$

$$\Longrightarrow P_{TP1} = 1{,}62 + (1{,}62 * 0{,}91) + (1{,}62 * 0{,}83) + (1{,}62 * 0{,}76) + \cdots + (1{,}62 * 0{,}42)$$

$\boldsymbol{P_{TP1} = 21{,}12\ kW}$
$\boldsymbol{U = 240\ V}$
$\boldsymbol{\cos\varphi = 0{,}9}$

$$\boldsymbol{I} = \frac{1000 * 21{,}12\ kW}{240\ V * 0{,}9} = \frac{21120}{216} = \boldsymbol{97{,}78\ A}$$

Para este valor de corriente se puede usar cualquier conductor normalizado de baja tensión, según la Tabla 8. Se tiene que realizar el cálculo de la regulación para realizar una selección final.

6.3.1.2 Regulación de tensión

Para el cálculo de regulación se usa el método del momento eléctrico. El porcentaje de caída de tensión está dado por:

$$\%\,\Delta V = K_v * P * L \ \ (Ec.7)$$

Dónde:
K_v: Constante de Regulación
P: Potencia a transportar (kW)
L: Longitud de la línea (km)

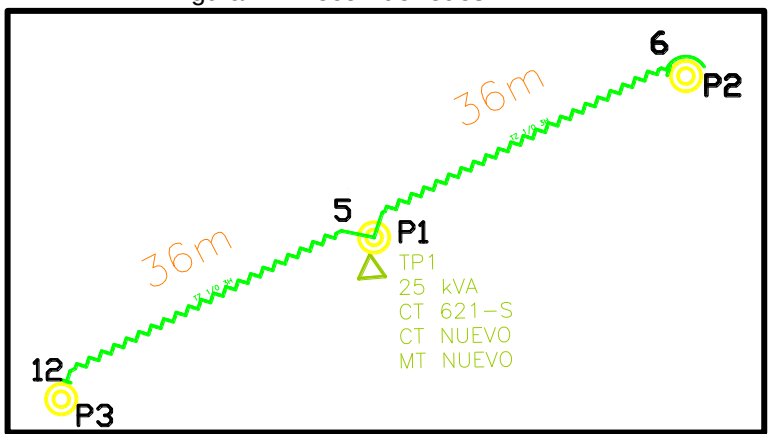
Se debe calcular la caída de tensión para cada tramo de línea y la regulación total será la suma de los porcentajes parciales. Para realizar esto es necesario conocer el recorrido de las redes de baja tensión desde el transformador hasta el apoyo más lejano.

Observemos el recorrido de las redes de baja tensión del transformador TP1 en la Figura 27. La cantidad de acometidas que salen desde cada poste se encuentra especificada en el diagrama con un número cerca al apoyo.

Para realizar los cálculos, se toma el apoyo del transformador como Poste 1 y se enumeran en forma ascendente todos los postes hacía la derecha del Trafo, cuando se termine de enumerar los apoyos del lado derecho regresamos al Poste 1 y seguimos la secuencia desde el apoyo más cercano hasta el más lejano en el

lado izquierdo. Es decir, para el TP1, de izquierda a derecha la secuencia de apoyos sería: Poste3-Poste1-Poste2.

Figura 27. Recorrido redes BT - TP1



Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Calculamos la regulación en cada tramo del TP1, donde el tramo 0-1 será el bajante del transformador. Los tramos en el TP1 son:

- Tramo 0-1: 5 metros
- Tramo 1-2: 36 metros
- Tramo 1-3: 36 metros

Tramo 0-1:

$$\Longrightarrow \Delta V_{01} = K_v * P_{01} * L_{01}$$ Dónde:

$$P = Potencia\ de\ diseño + \sum_{i=2}^{\#usuarios} Potencia\ de\ diseño * Factordesimultaneidad_i$$

$$\Longrightarrow\ P_{01} = 1{,}62 + \sum_{i=2}^{23} 1{,}62 * FS_i$$

$\Longrightarrow P_{01} = 21{,}12\ kW + Potencia\ alumbrado\ público$
$\Longrightarrow P_{01} = 21{,}12\ kW + (0{,}15kW * 5)$; (5) corresponde al total de luminarias conectadas en las redes del Transformador TP1.

$\Longrightarrow \boldsymbol{P_{01} = 21{,}87\ kW}$
$\Longrightarrow \boldsymbol{K_v = 2{,}4957997}$; Ver Figura 24
$\Longrightarrow \boldsymbol{L_{01} = 5m}$

$$\Longrightarrow \Delta V_{01} = 2{,}4957997 * 21{,}87kW * 0{,}005\ km$$
$$\Longrightarrow \boldsymbol{\Delta V_{01} = 0,27\%}$$

Tramo 1-2

$$\Longrightarrow \Delta V_{12} = K_v * P_{12} * L_{12}$$ Dónde:

$$P = Potencia\ de\ diseño + \sum_{i=2}^{\#usuarios} Potencia\ de\ diseño * Factordesimultaneidad_i$$

$$\Longrightarrow\ P_{12} = 1{,}62 + \sum_{i=2}^{6} 1{,}62 * FS_i$$

$$\Longrightarrow P_{12} = 7{,}89\ kW + Potencia\ alumbrado\ público$$
$$\Longrightarrow P_{12} = 7{,}89\ kW + (0{,}15kW * 2)$$; (2) Luminaria del Poste2+luminaria Poste aux.

$$\Longrightarrow \boldsymbol{P_{12} = 8,19\ kW}$$
$$\Longrightarrow \boldsymbol{K_v = 2,4957997}$$
$$\Longrightarrow \boldsymbol{L_{12} = 36m}$$

$$\Longrightarrow \Delta V_{12} = 2{,}4957997 * 8{,}19\ kW * 0{,}036\ km$$
$$\Longrightarrow \boldsymbol{\Delta V_{12} = 0,73\%}$$

Tramo 1-3

$$\Longrightarrow \Delta V_{13} = K_v * P_{13} * L_{13}$$ Dónde:

$$P = Potencia\ de\ diseño + \sum_{i=2}^{\#usuarios} Potencia\ de\ diseño * Factordesimultaneidad_i$$

$$\Longrightarrow\ P_{13} = 1{,}62 + \sum_{i=2}^{12} 1{,}62 * FS_i$$

$$\Longrightarrow P_{13} = 13{,}25\ kW + Potencia\ alumbrado\ público$$
$$\Longrightarrow P_{13} = 13{,}25\ kW + (0{,}15kW * 2)$$

$$\Longrightarrow \boldsymbol{P_{13} = 13,55\ kW}$$
$$\Longrightarrow \boldsymbol{K_v = 2,4957997}$$
$$\Longrightarrow \boldsymbol{L_{13} = 36m}$$

$$\Longrightarrow \Delta V_{13} = 2{,}4957997 * 13{,}55\ kW * 0{,}036\ km$$
$$\Longrightarrow \boldsymbol{\Delta V_{13} = 1,22\%}$$

Para saber si se cumple o no con el límite máximo del porcentaje de regulación se deben sumar las regulaciones parciales de cada tramo, hasta los últimos apoyos,

en cada lado del transformador. Es decir, para el caso del Transformador TP1, lo importante es saber la regulación en el Tramo 0-2 y en el Tramo 0-3.

Para el Tramo0-2:
$\Delta V_{02} = \Delta V_{01} + \Delta V_{12}$
$\Delta V_{02} = 0{,}27\% + 0{,}73\%$
$\boldsymbol{\Delta V_{02} = 1{,}00\%}$

Para el Tramo 0-3
$\Delta V_{03} = \Delta V_{01} + \Delta V_{13}$
$\Delta V_{03} = 0{,}27\% + 1{,}22\%$
$\boldsymbol{\Delta V_{03} = 1{,}49\%}$

Estos resultados nos indican que el conductor trenzado 1/0 AWG cumple con la regulación de tensión exigida por Electricaribe S.A. E.S.P., que es un 3% para las zonas urbanas.

6.3.2 Cálculo del Centro de Transformación.

Para el cálculo de la potencia del transformador TP1, con factor de potencia medio de 0,9; el transformador seleccionado debe ser el menor, cuya capacidad nominal cumpla:

$$KVA_{CT} \geq \frac{P_{CT}}{\cos\varphi} (Ec.8)$$

Dónde:
P_{CT}: Potencia total a transportar por el transformador en referencia, incluyendo las cargas de alumbrado público y/o futura expansión de la red de BT que alimenta el transformador.
$\cos\varphi$: Factor de potencia del sistema

Se podrá aceptar una sobre carga al transformador del 10%

Para el Transformador TP1:

$$KVA_{TP1} \geq \frac{21{,}87\ kW}{0{,}9}$$
$$KVA_{TP1} \geq 24{,}3\ KVA$$

El transformador normalizado de menor capacidad que cumple con el criterio de selección mostrado anteriormente es uno de 25KVA, por lo tanto, para el Centro de Transformación TP1 se selecciona un transformador de 25 KVA con relación de transformación 13200V / 240-120V.

6.3.3 Herramienta de Cálculos Eléctricos BT

En el diseño de las redes de distribución para el barrio Piñoncito, para realizar los cálculos realizados en los apartados 6.3.1 Cálculos eléctricos de Baja Tensión y 6.3.2 Cálculo del Centro de Transformación., se utilizó una herramienta en Excel diseñada por los autores del presente proyecto. Esta herramienta realiza los cálculos eléctricos de acuerdo a los parámetros establecidos por Electricaribe S.A. E.S.P. en el Proyecto Tipo de redes aéreas de Baja Tensión.

La herramienta diseñada en Excel, se utilizó para los cálculos eléctricos en baja tensión década uno de los transformadores que se proyectaron en el diseño del barrio Piñoncito. Los datos iniciales del cálculo, iguales para todos los transformadores, son:

- Rango: Bajo
- N° fases del transformador: 2
- Factor de potencia: 0,9

Estos datos deben introducirse en la herramienta y luego se van agregando los datos que necesita la herramienta para hacer todos los cálculos. Los datos a agregar son:

- Tramo en referencia.
- Longitud del tramo.
- Número de acometidas en el apoyo final del tramo.
- Número de luminarias de alumbrado público.

Por medio de esta herramienta se determinaron los calibres de los conductores secundarios, la capacidad de los transformadores, el porcentaje de regulación y las pérdidas técnicas.

6.3.3.1 Cálculos Transformador TP1

Los resultados obtenidos en la herramienta de cálculo para el transformador 1 (ver Figura 28) son las siguientes:

Capacidad del transformador: **[25 kVA]**
Pérdidas técnicas: **[1,66%]** El valor máximo permitido es del 5%
Regulación: **[1,49%]** El valor máximo permitido es del 3%
Cargabilidad del transformador: **[98,68%]** Se permite una sobrecarga del 10%

La herramienta nos ofrece unos cálculos adicionales a los realizados en los apartados anteriores para el TP1, como son las pérdidas técnicas y la cargabilidad del transformador.

Figura 28. Cálculos eléctricos TP1

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC

TABLA PARA CALCULO DE REGUACIÓN DE CONDUCTOR EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS

KIEFERD PRADO - YONATAN NARVAEZ

DATOS GENERALES DEL DISEÑO

TRAFO NO.	PROYECTO	MUNICIPIO	REFERENCIA				ELECTRICOS					FECHA
			UBICACIÓN DE REF.	CT	MT	ESTADO VISUAL	CAP. (kVA)	FASES PRI.	NIVEL DE TENSIÓN PRI.(kV)	NIVEL DE TENSIÓN SEC.(V)	FP	
1	BARRIO PIÑONCITO	CAMPO DE LA CRUZ	07	NUEVO	NUEVO	NUEVO	25	2	13,2	240	0,9	JUNIO DE 2012

ESTRATO	FACTOR		DEMANDA / USUARIO	(kW/Usu.)	PROYECCIÓN			ZONA CONSTRUIDA	VALORES MÁXIMOS (%)	
					AÑOS	TASAS (% Anual)				
Bajo	SIMULTANEIDAD	x	ACTUAL	1,2	15	TCD	2	SI	REGULACIÓN MÁXIMA	3,0
			PROYECTADA	1,62		TCP	0		PERDIDAS TÉCNICAS	5,0
			REAL	-						

CALCULOS ELECTRICOS

USUARIOS		A.P		PERDIDAS TECNICAS		DEMANDA TOTAL (kVA)	CARGAB. (%)
CANT.	DEMANDA (kW)	CANT	(kW)	(kW)	%		
23	21,12	5	0,75	0,33	1,66	24,67	98,68

RED BT TIPO	MTS. PARC.	ADC.	ACUM.	TOT.
TZ 1/0	77		**77**	**77**
	0		**0**	
	0		**0**	
MENSAJERO	0		**0**	

TRAMO I	TRAMO F	LON (Mts)	CALIBRE (AWG)	USUARIOS Num.	USUARIOS Acum.	USUARIOS Proy.	A.P (kW) Num.	A.P (kW) Parc.	A.P (kW) Acum.	Demanda (kW)	REGULACION (%) Parc.	REGULACION (%) Acum.	Corriente (A)	PERDIDAS (kW) Parc.	PERDIDAS (kW) (%)	PERDIDAS (kW) Acum.	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (A)
0	1	5	TZ 1/0	5	23	23	1	0,15	0,75	21,87	0,27	0,27	101,27	0,069	0,31	0,33	205
1	2	36	TZ 1/0	6	6	6	2	0,30	0,30	8,19	0,74	1,01	37,91	0,069	0,85	0,07	205
1	3	36	TZ 1/0	12	12	12	2	0,30	0,30	13,55	1,22	1,49	62,74	0,19	1,40	0,19	205
					-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
					-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACOMETIDAS - USUARIOS MAS DISTANTES																	
2	U	32	CONC 2 #4 120V	1	-	1	-	-	-	1,6	1,29	2,30	6,75	0,01	0,35	-	75
3	U	40	CONC 2 #4 120V	1	-	1	-	-	-	1,6	1,62	3,11	6,75	0,01	0,44	-	75
	U			1	-	1	-	-	-			-				-	-
	U			1	-	1	-	-	-			-				-	-

Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Este transformador se encuentra ubicado en la Calle 1N entre carreras 11 y 9. Para la distribución usa Cable trenzado 1/0 AWG.

6.3.3.2 Cálculos Transformador TP2

Los resultados obtenidos en la herramienta de cálculo para el transformador 2 (ver Figura 29) son las siguientes:

Capacidad del transformador: **[15 kVA]**
Pérdidas técnicas: **[0,33%]** El valor máximo permitido es del 5%
Regulación: **[2,47%]** El valor máximo permitido es del 3%
Cargabilidad del transformador: **[95,78%]** Se permite una sobrecarga del 10%

Figura 29. Cálculos eléctricos TP2

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC

TABLA PARA CALCULO DE REGUACIÓN DE CONDUCTOR EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS

KIEFERD PRADO - YONATAN NARVAEZ

DATOS GENERALES DEL DISEÑO

TRAFO NO.	PROYECTO	MUNICIPIO	REFERENCIA				ELECTRICOS					FECHA
			UBICACIÓN DE REF.	CT	MT	ESTADO VISUAL	CAP. (kVA)	FASES PRI.	NIVEL DE TENSIÓN PRI.(kV)	NIVEL DE TENSIÓN SEC.(V)	FP	
2	BARRIO PIÑONCITO	CAMPO DE LA CRUZ	012	NUEVO	NUEVO	NUEVO	15	2	13,2	240	0,9	JUNIO DE 2012

ESTRATO	FACTOR		DEMANDA / USUARIO	(kW/Usu.)	PROYECCIÓN			ZONA CONSTRUIDA	VALORES MÁXIMOS (%)	
	SIMULTANEIDAD		ACTUAL	1,2	AÑOS	TASAS (% Anual)			REGULACIÓN MÁXIMA	3,0
Bajo		x	PROYECTADA	1,62	15	TCD	2	SI		
			REAL	-		TCP	0		PERDIDAS TÉCNICAS	5,0

CALCULOS ELECTRICOS

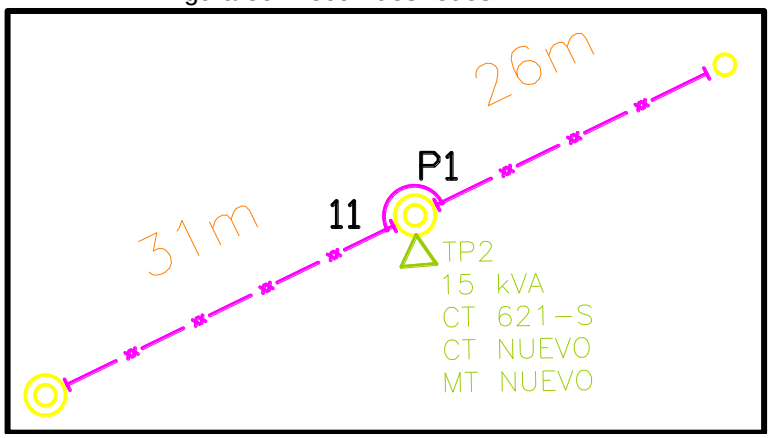
USUARIOS		A.P		PERDIDAS TECNICAS		DEMANDA TOTAL (kVA)	CARGAB. (%)	RED BT TIPO	MTS.			
CANT.	DEMANDA (kW)	CANT	(kW)	(kW)	%				PARC.	ADC.	ACUM.	TOT.
11	12,44	3	0,45	0,04	0,33	14,37	95,78	TZ 1/0	8		**8**	**8**
									0		**0**	
									0		**0**	
								MENSAJERO	0		**0**	

TRAMO I	TRAMO F	LON (Mts)	CALIBRE (AWG)	USUARIOS Num.	USUARIOS Acum.	USUARIOS Proy.	A.P (kW) Num.	A.P (kW) Parc.	A.P (kW) Acum.	Demanda (kW)	REGULACION (%) Parc.	REGULACION (%) Acum.	Corriente (A)	PERDIDAS (kW) Parc.	PERDIDAS (kW) (%)	PERDIDAS (kW) Acum.	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (A)
0	1	8	TZ 1/0	11	11	11	3	0,45	0,45	12,89	0,26	0,26	59,68	0,038	0,30	0,04	205
					-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACOMETIDAS - USUARIOS MAS DISTANTES																	
1	U	34	CONC 2 #6 120V	1	-	1	-	-	-	1,6	2,16	2,41	6,75	0,01	0,59	-	60
1	U	39	CONC 2 #6 120V	1	-	1	-	-	-	1,6	2,47	2,73	6,75	0,01	0,68	-	60
	U			1	-	1	-	-	-	-	-	-				-	-
	U			1	-	1	-	-	-	-	-	-				-	-

Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Este transformador se encuentra ubicado en la Calle 1N entre carreras 9 y 8. Para la distribución usa Red chilena.

Figura 30. Recorridos redes BT - TP2



Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

El transformador TP2 realiza todo su recorrido en red chilena.

6.3.3.3Cálculos Trasformador TP3

Los resultados obtenidos en la herramienta de cálculo para el transformador 3 (ver Figura 31) son las siguientes:

Capacidad del transformador: **[37,5kVA]**
Pérdidas técnicas: **[1,84%]** El valor máximo permitido es del 5%
Regulación: **[1,9%]** El valor máximo permitido es del 3%
Cargabilidad del transformador: **[102,22%]** Se permite una sobrecarga del 10%

Figura 31. Cálculos eléctricos TP3

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC

TABLA PARA CALCULO DE REGUACIÓN DE CONDUCTOR EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS

KIEFERD PRADO - YONATAN NARVAEZ

DATOS GENERALES DEL DISEÑO

TRAFO NO.	PROYECTO	MUNICIPIO	REFERENCIA				ELECTRICOS					FECHA
			UBICACIÓN DE REF.	CT	MT	ESTADO VISUAL	CAP. (kVA)	FASES PRI.	NIVEL DE TENSIÓN PRI.(kV)	NIVEL DE TENSIÓN SEC.(V)	FP	
3	BARRIO PIÑONCITO	CAMPO DE LA CRUZ	059	NUEVO	NUEVO	NUEVO	37,5	2	13,2	240	0,9	JUNIO DE 2012

ESTRATO	FACTOR		DEMANDA / USUARIO	(kW/Usu.)	PROYECCIÓN			ZONA CONSTRUIDA	VALORES MÁXIMOS (%)	
Bajo	SIMULTANEIDAD	x	ACTUAL	1,2	AÑOS	TASAS (% Anual)		SI	REGULACIÓN MÁXIMA	3,0
			PROYECTADA	1,62	15	TCD	2		PERDIDAS TÉCNICAS	5,0
			REAL	-		TCP	0			

CALCULOS ELECTRICOS

USUARIOS		A.P		PERDIDAS TECNICAS		DEMANDA TOTAL	CARGAB. (%)
CANT.	DEMANDA (kW)	CANT	(kW)	(kW)	%	(kVA)	
41	32,89	7	1,05	0,56	1,84	38,33	102,22

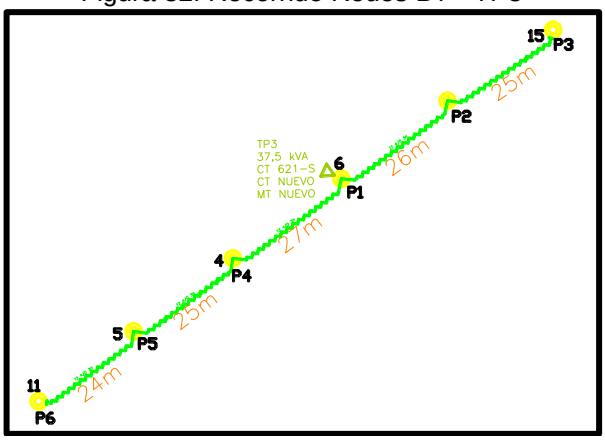
RED BT TIPO	MTS. PARC.	ADC.	ACUM.	TOT.
TZ 4/0	132		**132**	**132**
	0		**0**	
	0		**0**	
MENSAJERO	0		**0**	

TRAMO I	F	LON (Mts)	CALIBRE (AWG)	USUARIOS Num.	Acum.	Proy.	A.P (kW) Num.	Parc.	Acum.	Demanda (kW)	REGULACION (%) Parc.	Acum.	Corriente (A)	PERDIDAS (kW) Parc.	(%)	Acum.	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (A)
0	1	5	TZ 4/0	6	41	41	1	0,15	1,05	33,94	0,23	0,23	157,11	0,081	0,24	0,56	300
1	2	26	TZ 4/0	0	15	15	1	0,15	0,30	15,84	0,55	0,77	73,31	0,092	0,58	0,18	300
2	3	25	TZ 4/0	15	15	15	1	0,15	0,15	15,69	0,52	1,30	72,62	0,09	0,55	0,09	300
1	4	27	TZ 4/0	4	20	20	1	0,15	0,60	19,68	0,71	0,93	91,13	0,15	0,75	0,30	300
4	5	25	TZ 4/0	5	16	16	1	0,15	0,45	16,71	0,56	1,49	77,38	0,10	0,59	0,15	300
5	6	24	TZ 4/0	11	11	11	2	0,30	0,30	12,74	0,41	1,90	58,99	0,06	0,43	0,06	300
					-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
					-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACOMETIDAS - USUARIOS MAS DISTANTES																	
3	U	58	CONC 2 #4 120V	1	-	1	-	-	-	1,6	2,34	3,64	6,75	0,01	0,63	-	75
6	U	34	CONC 2 #4 120V	1	-	1	-	-	-	1,6	1,37	3,27	6,75	0,01	0,37	-	75
	U			1	-	1	-	-	-	-	-	-				-	-
	U			1	-	1	-	-	-	-	-	-				-	-

Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Este transformador se encuentra ubicado en la Calle 2N entre carreras 11 y 9. Para la distribución usa Cable trenzado 4/0 AWG.

Figura 32. Recorrido Redes BT - TP3



Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

6.3.3.4 Cálculos Transformador TP4

Los resultados obtenidos en la herramienta de cálculo para el transformador 4 (ver Figura 33) son las siguientes:

Capacidad del transformador: **[37,5kVA]**
Pérdidas técnicas: **[1,72%]** El valor máximo permitido es del 5%
Regulación: **[1,62%]** El valor máximo permitido es del 3%
Cargabilidad del transformador: **[80,43%]** Se permite una sobrecarga del 10%

Figura 33. Cálculos eléctricos TP4

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC

TABLA PARA CALCULO DE REGUACIÓN DE CONDUCTOR EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS

KIEFERD PRADO - YONATAN NARVAEZ

DATOS GENERALES DEL DISEÑO

TRAFO NO.	PROYECTO	MUNICIPIO	REFERENCIA				ELECTRICOS					FECHA
			UBICACIÓN DE REF.	CT	MT	ESTADO VISUAL	CAP. (kVA)	FASES PRI.	NIVEL DE TENSIÓN PRI.(kV)	NIVEL DE TENSIÓN SEC.(V)	FP	
4	BARRIO PIÑONCITO	CAMPO DE LA CRUZ	090	NUEVO	NUEVO	NUEVO	37,5	2	13,2	240	0,9	JUNIO DE 2012

ESTRATO	FACTOR		DEMANDA / USUARIO	(kW/Usu.)	PROYECCIÓN			ZONA CONSTRUIDA	VALORES MÁXIMOS (%)	
					AÑOS	TASAS (% Anual)				
Bajo	SIMULTANEIDAD	x	ACTUAL	1,2	15	TCD	2	SI	REGULACIÓN MÁXIMA	3,0
			PROYECTADA	1,62		TCP	0		PERDIDAS TÉCNICAS	5,0
			REAL	-						

CALCULOS ELECTRICOS

USUARIOS		A.P		PERDIDAS TECNICAS		DEMANDA TOTAL (kVA)	CARGAB. (%)
CANT.	DEMANDA (kW)	CANT	(kW)	(kW)	%		
30	25,76	7	1,05	0,42	1,72	30,25	80,67

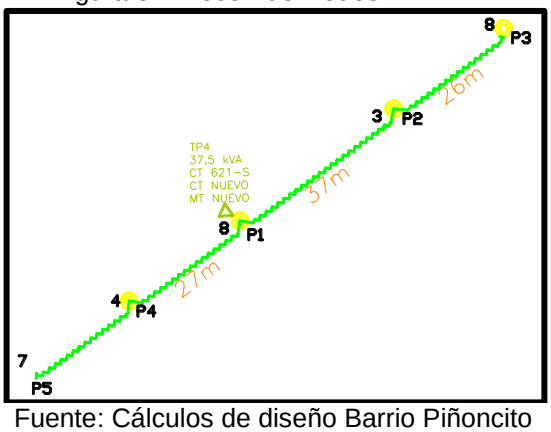
RED BT TIPO	MTS. PARC.	ADC.	ACUM.	TOT.
TZ 1/0	99		**99**	**104**
TZ 4/0	5		**5**	
	0		**0**	
MENSAJERO	0		**0**	

TRAMO I	TRAMO F	LON (Mts)	CALIBRE (AWG)	USUARIOS Num.	USUARIOS Acum.	USUARIOS Proy.	A.P (kW) Num.	A.P (kW) Parc.	A.P (kW) Acum.	Demanda (kW)	REGULACION (%) Parc.	REGULACION (%) Acum.	Corriente (A)	PERDIDAS (kW) Parc.	PERDIDAS (kW) (%)	PERDIDAS (kW) Acum.	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (A)
0	1	5	TZ 4/0	8	30	30	1	0,15	1,05	26,81	0,18	0,18	124,11	0,051	0,19	0,42	300
1	2	21	TZ 1/0	3	11	11	1	0,15	0,45	12,89	0,68	0,85	59,68	0,100	0,78	0,18	205
2	3	26	TZ 1/0	8	8	8	2	0,30	0,30	10,15	0,66	1,51	46,99	0,08	0,76	0,08	205
1	4	27	TZ 1/0	4	11	11	1	0,15	0,45	12,89	0,87	1,05	59,68	0,13	1,00	0,19	205
4	5	25	TZ 1/0	7	7	7	2	0,30	0,30	9,19	0,57	1,62	42,56	0,06	0,66	0,06	205
					-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
					-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACOMETIDAS - USUARIOS MAS DISTANTES																	
3	U	30	CONC 2 #4 120V	1	-	1	-	-	-	1,6	1,21	2,73	6,75	0,00	0,33	-	75
5	U	34	CONC 2 #4 120V	1	-	1	-	-	-	1,6	1,37	2,99	6,75	0,01	0,37	-	75
	U			1	-	1	-	-	-	-	-	-				-	-
	U			1	-	1	-	-	-	-	-	-				-	-

Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Este transformador se encuentra ubicado en la Calle 3N entre carreras 11 y 9. Para la distribución usa Cable trenzado 1/0 AWG. Los bajantes secundarios del transformador son en cable 4/0.

Figura 34. Recorrido Redes BT - TP4



Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

6.3.3.5 Cálculos Transformador TP5

Los resultados obtenidos en la herramienta de cálculo para el transformador 5 (ver Figura 35) son las siguientes:

Capacidad del transformador: **[37,5kVA]**
Pérdidas técnicas: **[3,2%]** El valor máximo permitido es del 5%
Regulación: **[3%]** El valor máximo permitido es del 3%
Cargabilidad del transformador: **[88,11%]** Se permite una sobrecarga del 10%

Figura 35. Cálculos eléctricos TP5

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC

TABLA PARA CALCULO DE REGUACIÓN DE CONDUCTOR EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS

KIEFERD PRADO - YONATAN NARVAEZ

DATOS GENERALES DEL DISEÑO

TRAFO NO.	PROYECTO	MUNICIPIO	REFERENCIA: UBICACIÓN DE REF.	REFERENCIA: CT	REFERENCIA: MT	REFERENCIA: ESTADO VISUAL	ELECTRICOS: CAP. (kVA)	ELECTRICOS: FASES PRI.	ELECTRICOS: NIVEL DE TENSIÓN PRI.(kV)	ELECTRICOS: NIVEL DE TENSIÓN SEC.(V)	ELECTRICOS: FP	FECHA
5	BARRIO PIÑONCITO	CAMPO DE LA CRUZ	124	NUEVO	NUEVO	NUEVO	37,5	2	13,2	240	0,9	JUNIO DE 2012

ESTRATO	FACTOR		DEMANDA / USUARIO	(kW/Usu.)	PROYECCIÓN AÑOS	TASAS (% Anual)		ZONA CONSTRUIDA	VALORES MÁXIMOS (%)	
Bajo	SIMULTANEIDAD	x	ACTUAL	1,2	-			SI	REGULACIÓN MÁXIMA	3,0
			PROYECTADA	1,62	15	TCD	2			
			REAL	-	-	TCP	0		PERDIDAS TÉCNICAS	5,0

CALCULOS ELECTRICOS

USUARIOS CANT.	USUARIOS DEMANDA (kW)	A.P CANT	A.P (kW)	PERDIDAS TECNICAS (kW)	PERDIDAS TECNICAS %	DEMANDA TOTAL (kVA)	CARGAB. (%)
33	27,70	8	1,20	0,84	3,20	33,04	88,11

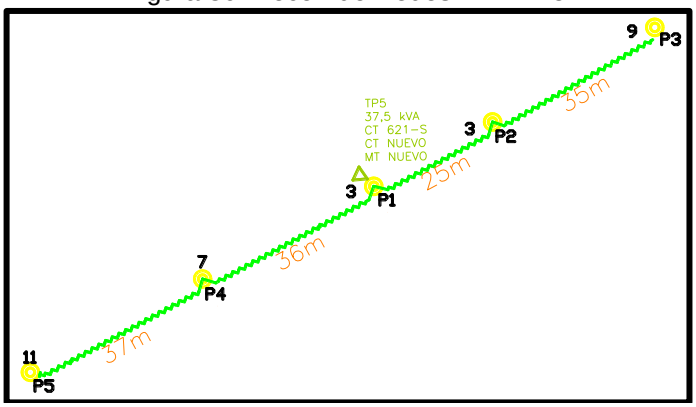
RED BT TIPO	MTS. PARC.	MTS. ADC.	MTS. ACUM.	MTS. TOT.
TZ 1/0	133		**133**	**138**
TZ 4/0	5		**5**	
	0		**0**	
MENSAJERO	0		**0**	

TRAMO I	TRAMO F	LON (Mts)	CALIBRE (AWG)	USUARIOS Num.	USUARIOS Acum.	USUARIOS Proy.	A.P (kW) Num.	A.P (kW) Parc.	A.P (kW) Acum.	Demanda (kW)	REGULACION (%) Parc.	REGULACION (%) Acum.	Corriente (A)	PERDIDAS (kW) Parc.	PERDIDAS (kW) (%)	PERDIDAS (kW) Acum.	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (A)
0	1	5	TZ 4/0	3	33	33	1	0,15	1,20	28,90	0,19	0,19	133,81	0,059	0,20	0,84	300
1	2	25	TZ 1/0	3	12	12	1	0,15	0,60	13,85	0,86	1,06	64,13	0,138	0,99	0,26	205
2	3	35	TZ 1/0	9	9	9	3	0,45	0,45	11,21	0,98	2,04	51,88	0,13	1,13	0,13	205
1	4	36	TZ 1/0	7	18	18	1	0,15	0,45	18,14	1,63	1,82	83,98	0,34	1,88	0,51	205
4	5	37	TZ 1/0	11	11	11	2	0,30	0,30	12,74	1,18	3,00	58,99	0,17	1,35	0,17	205
					-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
					-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACOMETIDAS - USUARIOS MAS DISTANTES																	
3	U	42	CONC 2 #4 120V	1	-	1	-	-	-	1,6	1,70	3,73	6,75	0,01	0,46	-	75
5	U	30	CONC 3 #2 120V	1	-	1	-	-	-	1,6	0,75	3,75	6,75	0,00	0,20	-	100
	U			1	-	1	-	-	-	-	-	-				-	-
	U			1	-	1	-	-	-	-	-	-				-	-

Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Este transformador se encuentra ubicado en la Calle 4N entre carreras 11 y 9. Para la distribución usa Cable trenzado 1/0 AWG. Los bajantes secundarios del transformador son en cable 4/0.

Figura 36. Recorrido Redes BT - TP5



Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

6.3.4. Cálculos eléctricos de Media Tensión

Luego de realizar los cálculos de baja tensión y tener las capacidades de cada uno de los transformadores que encontramos en el área de diseño, podemos realizar los cálculos eléctricos de media tensión.

Primero se identificó la potencia de cada uno de los transformadores que se proyectan en el diseño y la potencia aparente total:

- TP1 – 25 KVA
- TP2 – 15 KVA
- TP3 – 37,5 KVA
- TP4 – 37,5 KVA
- TP5 – 37,5 KVA
- S_{total}– 152,5 KVA

6.3.4.1 Corriente nominal

Para el cálculo de la corriente en media tensión hay que tener en cuenta el número de fases del sistema diseñado. Para el caso del diseño de las redes del Barrio Piñoncito encontramos un Sistema Bifásico (Monofásico Bifilar), para el cual se usa la siguiente formula:

$$I = \frac{\mathrm{S}}{\mathrm{V}} (Ec. 9)$$

Dónde:

I: Intensidad de Línea o Corriente Nominal de Operación (A).
S: Es la sumatoria de las demandas máximas conectadas en MT no afectadas por factores de simultaneidad (kVA)
V: Tensión de Línea fase - fase (kV)

Entonces,

$V = 13{,}2\ kV$
$S = 152{,}5\ kVA$

$$\boldsymbol{I} = \frac{152{,}5\ kVA}{13{,}2\ kV} = \mathbf{11{,}55}\ \boldsymbol{A}$$

El conductor mínimo para la distribución aérea en una zona de contaminación normal es el ACSR 1/0 AWG, el cual resiste esa intensidad de corriente, por esta razón, este será el conductor proyectado en el diseño.

6.3.4.2 Regulación de tensión

Para el cálculo de regulación se usa el método del momento eléctrico. El porcentaje de caída de tensión está dado por:

$$\% \, \Delta V = K_v * P * L \;\; (Ec. 10)$$

Dónde:
K_v: Constante de Regulación
P: Potencia a transportar (kW)
L: Longitud de la línea (km)

La constante de regulación se encuentra en las tablas del Proyecto Tipo de redes aéreas de Electricaribe. Esta constante depende del nivel de tensión, el tipo de configuración de armados, el factor de potencia y el número de fases.

En este apartado se omiten los cálculos de regulación de tensión en MT debido a que no son necesarios dado la baja intensidad de corriente a un nivel de tensión muy alto y el poco recorrido que hace el conductor desde el punto de conexión hasta el último transformador. Una corriente de 11 amperios no causará una caída de tensión significativa en media tensión como para superar los límites (5% para 13,2kV) establecidos por Electricaribe. Para comprobar esto se diseñó una herramienta de cálculo de regulación de tensión para media tensión, donde se realizaron los cálculos correspondientes al diseño del barrio Piñoncito.

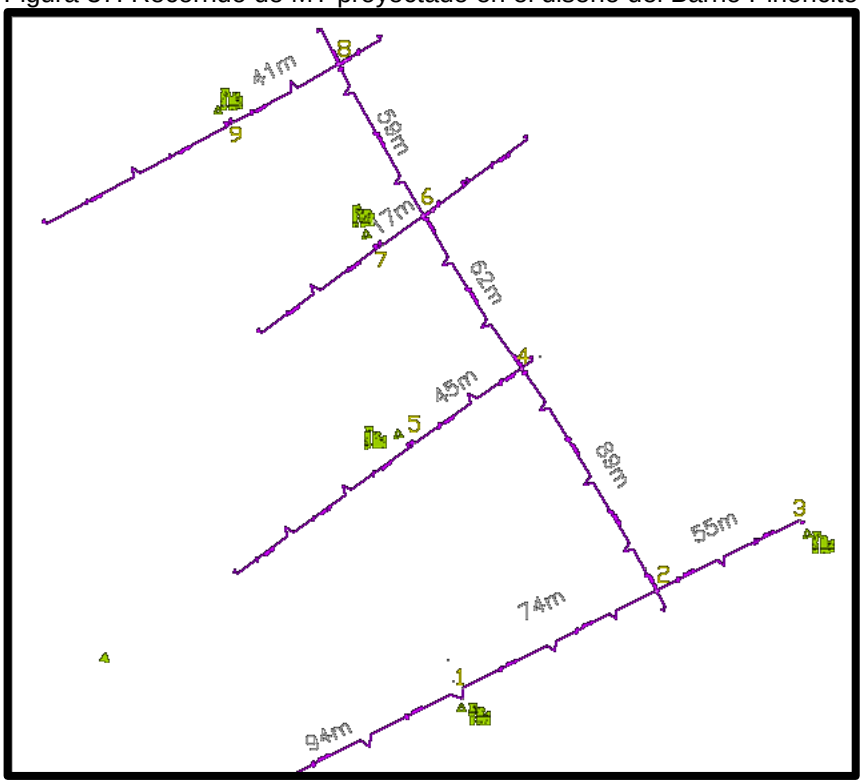
Para el caso del diseño del barrio Piñoncito las características iniciales son:

- N° de fases: 2
- Configuración armados: Bandera
- Nivel de tensión: 13,2 kV
- Factor de potencia: 0,9

Otras características como potencia a transportar, distancias y puntos de referencia y tipo de conductor se agregan en la tabla dependiendo de cada tramo que se vaya a calcular.

En la Figura 37 podemos ver el recorrido de la media tensión establecido en el diseño, los puntos de referencia y las distancias entre cada punto. El punto de conexión “0” está a 94metros del punto “1”. La media tensión del diseño tiene una distancia total, en distribución de dos fases, desde el punto de conexión hasta el transformador más lejano de 534metros lineales.

Figura 37. Recorrido de MT proyectado en el diseño del Barrio Piñoncito



Fuente: Plano diseño de redes Barrio Piñoncito

Figura 38. Calculo de regulación MT

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC

TABLA PARA CALCULO DE REGUACIÓN DE CONDUCTOR EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN

KIEFERD PRADO - YONATAN NARVAEZ

DATOS GENERALES DEL DISEÑO

PROYECTO	MUNICIPIO	TIPO DE CONTAMINACIÓN	FACTOR DE POTENCIA	NIVEL DE TENSIÓN	POTENCIA TOTAL TRANSPORTADA (KVA)	REGULACIÓN TOTAL (%)	CORRIENTE NOMINAL (A)
BARRIO PIÑONCITO	CAMPO DE LA CRUZ	NORMAL	0,9	13,2	165,0	0,02188936	12,50

CONDUCTOR MT TIPO	METROS	
	PARCIAL	TOTAL
ACSR 1/0 AWG RAVEN	534,00	534,00
	0,00	
	0,00	

TRAMO		LONGITUD (Mts)	CALIBRE CONDUCTOR	POTENCIA A TRANSPORTAR			CONFIGURACIÓN DE RED	Nº FASES	CORRIENTE (A)	REGULACION (%)		CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (A)
I	F			KVA	Acum	KW Acum				Parc.	Acum.	
0	1	94	ACSR 1/0 AWG RAVEN	25,0	165,0	148,5	BANDERA	2	12,50	0,00750575	0,00750575	226
1	2	74	ACSR 1/0 AWG RAVEN	0,0	140,0	126,0	BANDERA	2	10,61	0,00501351	0,01251927	226
2	3	55	ACSR 1/0 AWG RAVEN	15,0	15,0	13,5	BANDERA	2	1,14	0,00039924	0,01291851	226
2	4	88	ACSR 1/0 AWG RAVEN	0,0	125,0	112,5	BANDERA	2	9,47	0,00532323	0,01784250	226
4	5	45	ACSR 1/0 AWG RAVEN	50,0	50,0	45,0	BANDERA	2	3,79	0,00108884	0,01893134	226
4	6	62	ACSR 1/0 AWG RAVEN	0,0	75,0	67,5	BANDERA	2	5,68	0,00225027	0,02009277	226
6	7	17	ACSR 1/0 AWG RAVEN	37,5	37,5	33,8	BANDERA	2	2,84	0,00030851	0,02040128	226
6	8	58	ACSR 1/0 AWG RAVEN	0,0	37,5	33,8	BANDERA	2	2,84	0,00105255	0,02114532	226
8	9	41	ACSR 1/0 AWG RAVEN	37,5	37,5	33,8	BANDERA	2	2,84	0,00074404	0,02188936	226
					-	-			-	-	-	-

Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Los cálculos de corriente nominal y % de regulación en media tensión se calcularon en la herramienta diseñada (ver Figura 38) y se obtuvieron los siguientes resultados:

- Corriente nominal: **[11,55 A]** entre el punto de conexión y la primera carga. El conductor usado es ACSR 1/0 AWG Raven, que soporta una corriente máxima de 226 A, por lo tanto está bien dimensionado. Se debe usar este conductor debido a que es el calibre mínimo permitido por Electricaribe S.A. E.S.P.
- Regulación: **[0,0219%]** desde el punto de conexión del proyecto hasta la última carga conectada. La caída de tensión máxima permitida a 13,2kV es del 5%, por lo tanto, el diseño cumple con la norma de regulación.

6.3.5 RESUMEN DE CALCULOS ELECTRICOS

Se presenta un resumen de los parámetros calculados para las redes de baja y media tensión. Estos se encuentran organizados en tablas e incluye una representación gráfica para algunos.

Tabla 13. Resumen cálculos eléctricos BT

CÁLCULOS REDES DE BAJA TENSIÓN						
PARAMETROS	**TRAFO 1**	**TRAFO 2**	**TRAFO 3**	**TRAFO 4**	**TRAFO 5**	**LIMITE MAX**
# USUARIOS	23	11	41	30	33	**X**
POTENCIA DEMANDADA	24,67 kVA	14,37	38,33 kVA	30,25 kVA	33,04 kVA	**X**
POTENCIA TRAFO	25 kVA	15 kVA	37,5 kVA	37,5 kVA	37,5 kVA	**X**
CAIDA DE TENSIÓN MAXIMA	1,49%	2,47%	1,90%	1,62%	3%	**3%**
PERDIDAS DE ENERGÍA	1,66%	0,33%	1,84%	1,72%	3,20%	**5%**
CARGA	98,68%	95,78%	102,22%	80,43%	88,11%	**110%**

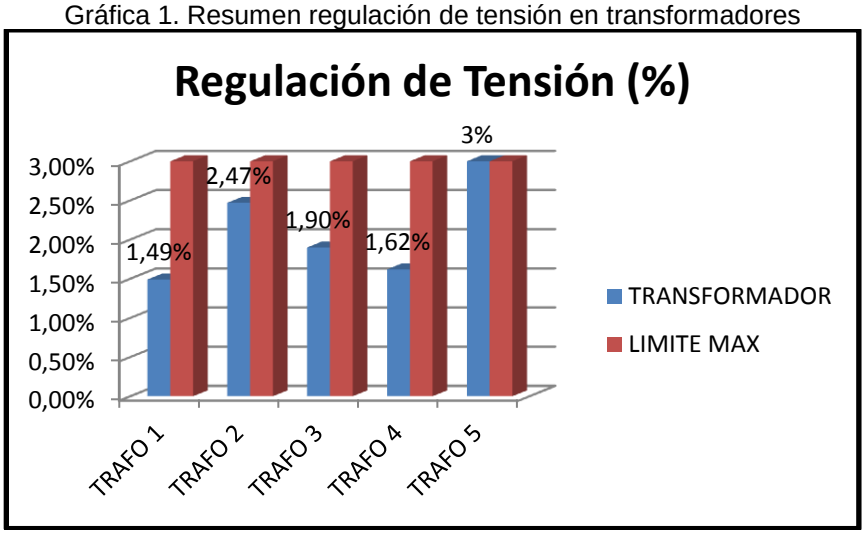
Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Tabla 14. Resumen cálculos eléctricos MT

CÁLCULOS REDES DE MEDIA TENSIÓN	
CORRIENTE NOMINAL	11,55 A
CAIDA DE TENSIÓN	0,0219%

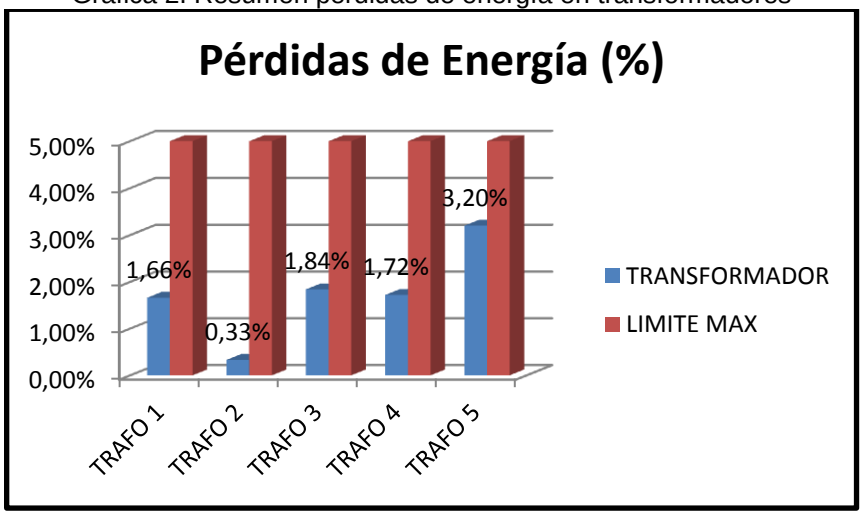
Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Gráfica 1. Resumen regulación de tensión en transformadores



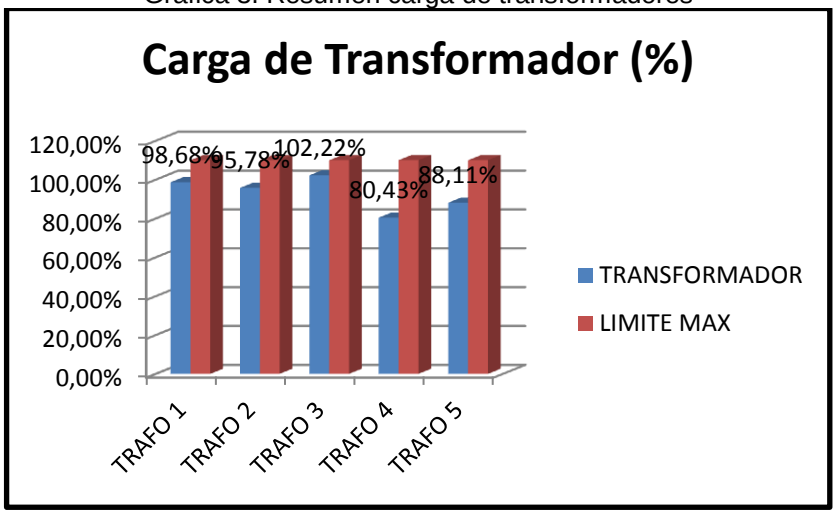
Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Gráfica 2. Resumen pérdidas de energía en transformadores



Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Gráfica 3. Resumen carga de transformadores



Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Las gráficas anteriores muestran una comparación entre los valores obtenidos para cada uno de los transformadores y el límite permitido en cada parámetro.

6.4 CALCULOS MECANICOS

A continuación se presentan los cálculos mecánicos de los apoyos y los conductores para establecer la tensión de tendido del conductor asociado.

6.4.1. Cálculos Mecánicos de Apoyos de Media Tensión

En el presente proyecto se calculó el momento que presenta el poste con la configuración en bandera, para demostrar que los postes en alineación resisten las cargas que se le están aplicando. (Ver Figura 39)

Para estos cálculos se tuvo un supuesto de un poste que tiene la carga de un transformador de 75 KVA, con el fin de que el cálculo aplique para postes con transformadores de menor capacidad. Estos cálculos se hacen para apoyos con armados tipo bandera.

La fórmula para calcular el momento es igual a la longitud del brazo de palanca (que es la distancia al punto de inflexión) (en metros) por la cantidad de fuerza que es paralela a este (en Newton). Si no toda la fuerza que te dan es paralela, hay que descomponer los vectores.

$$L = Fd \ (Ec. 11)$$

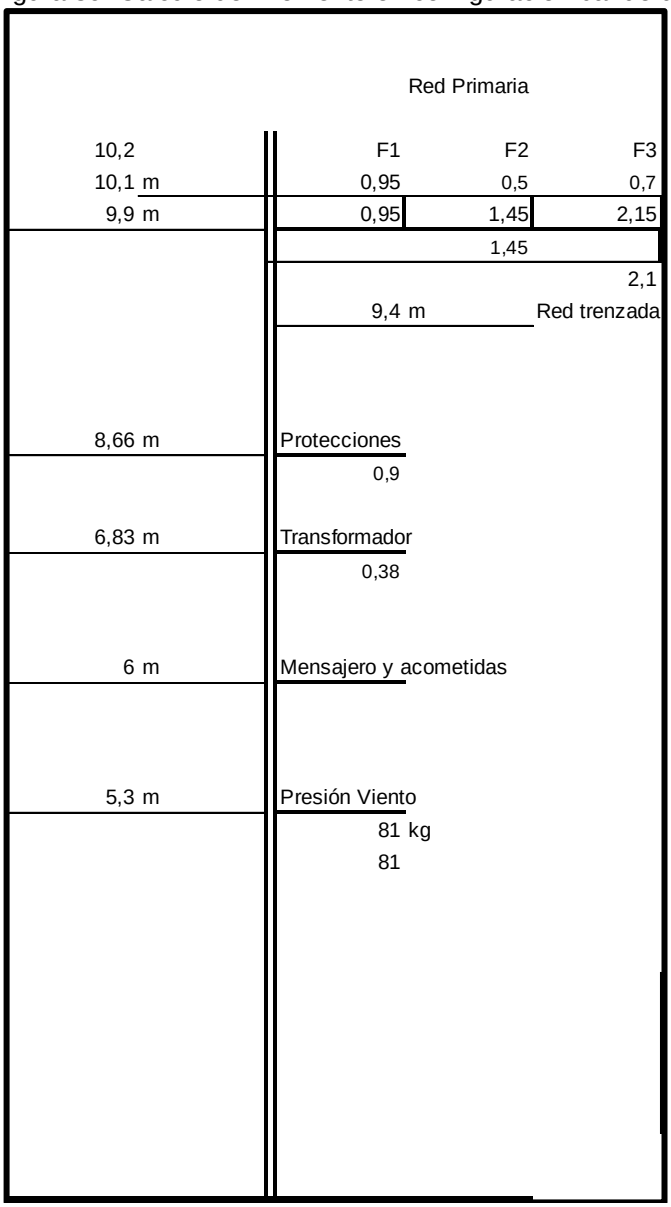
Dónde:
L: Momento de una fuerza
F: Fuerza
d: Distancia desde el punto de inflexión hasta la ubicación del material

Se tomaron unas condiciones iniciales:

Angulo de deflexión:	0
Tmáx ACSR 1/0:	381,1 kg
Peso ACSR 1/0:	19,19 kg
Tmáx Trenza 1/0:	350 kg
Peso Trenza 1/0:	51,02 kg

Todos los datos anteriores se cumplen para un vano regulado de 40 metros.

Figura 39. Cálculo del momento en configuración bandera



Fuente: Diseño redes Barrio Piñoncito

Para realizar estos cálculos se necesita saber el peso de todos los elementos presentes en un apoyo, como son conductores, protecciones, cruceta, fuerza del viento, caja de abonados, transformadores y el peso propio del poste. Ver Tabla 15.

Tabla 15. Peso de elementos en apoyo AL

Pesos de elementos	unidad	Peso (Kg)
Conductor 1/0 ACSR	m	0,212
Conductor Triplex 1/0	m	0,644
Aislador 57,3	u	11,0
Caja de abonados	u	7,0
Cruceta+carga de mantenimiento	u	120,0
Protecciones (conjunto monofásico)	u	34,0
Transformador - 75 KVA	u	370,0
Poste 12 x 750 Kg	u	1128,0
Poste 12 x 1050 Kg	u	1404,0
Poste 12 x 1350 Kg	u	1404,0
Poste 12 x 1250 daN	u	2018,0

Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Luego se analizan las características del poste. En el presente diseño usaremos el poste de 12mx750 kgf. Con una tensión de rotura de 706 kg aplicada a 9,9m desde la base.

El momento máximo de este apoyo sería:

$$L = Fd$$
$$M(kg.m) = 706\ kg * 9{,}9\ m$$
$$M(kg.m) = 6989\ kg.m$$

El poste debe cumplir con un factor de seguridad de 2,5

$$Mneto = \frac{6989}{2{,}5}\ kg.m \Longrightarrow \boldsymbol{Mneto = 2795{,}76}$$

De la misma forma se calculan los momentos que generan las cargas horizontales al poste. Las cargas horizontales son los conductores de MT y BT, el mensajero, acometidas y el viento sobre el poste. Cada uno de estos elementos se encuentra a una altura diferente:

Red MT: 10,1 m
Red TZ: 9,4 m
M y A: 6 m
Viento: 5,3 m

Tabla 16. Momentos para cargas horizontales AL

Momentos por cargas horizontales (Kg-m)			
	Vano 40 m		
	F (kg)	d (m)	L (kg.m)
Red prim (Fases): (3)	19,1	10,1	578,8
Red trenzada	51,02	9,4	479,6
Mensajero y acometidas	51,02	6	306,1
Viento sobre poste	81	5,3	429,3
Subtotal Momento - Hor			1.793,7

Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Las cargas verticales del poste son el peso de todos los materiales presentes en el poste, incluyendo el peso del mismo poste. Se debe tener en cuenta que el valor del peso del conductor depende de la longitud del vano.

$WcondMT = PcondMT * Vano$
$WcondMT = 0{,}212 * 40$
$WcondMT = 8{,}48\ kg$.m
$WcondTZ = PcondTZ * Vano$
$WcondTZ = 0{,}644 * 40$
$WcondTZ = 8{,}48\ kg$

Tabla 17. Momentos cargas verticales AL

Momentos por cargas verticales (Kg-m)			
	Vano 40m		
	F (kg)	d (m)	L (kg.m)
Fase 1 + aislador	8,48+11	0,95	18,5
Fase 2 + aislador	8,48+11	1,45	28,2
Fase 3 + aislador	8,48+11	2,15	41,9
Red trenzada	25,74	2,1	54,1
Caja de Abonados	7	2,1	14,7
Cruceta+carga de mantenimiento	120	1,45	174
Protecciones	34	0,9	30,6
Transformador 75kVA	370	0,38	140,6
Subtotal Momento - Vertic			484,1

Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Ahora se suman los momentos parciales, debido a cargas verticales y cargas horizontales, para luego compararlos con el máximo momento que puede tener el poste de 12x750 kgf con la sumatoria de momentos.

$$Sumatoria\ de\ momentos = Momento\ carga\ H + Momento\ carga\ V$$
$$Sumatoria\ de\ momentos = 1793{,}7\ kg.m + 484{,}1 kg.m$$
$$\boldsymbol{Sumatoria\ de\ momentos = 2277{,}8 kg.m}$$

$$\Longrightarrow Momento\ Neto\ Poste\ 12x750: 2795{,}8$$
$$\Longrightarrow Diferencia = 2795{,}8 - 22778 = \boldsymbol{517{,}9\ kg.m}$$

Si analizamos los valores hallados, podemos apreciar que hay una diferencia entre los dos momentos de 517,9kgf, a favor del apoyo, lo que nos indica que tiene la resistencia suficiente para ser usado en este tipo de estructuras, teniendo en cuenta que el vano sea menor a 40 metros. No se recomienda usar estos postes cuando haya presencia de un transformador debido a que 500 kgf es un margen muy pequeño y se podría reducir con la instalación de cables de comunicaciones.

En el diseño del barrio Piñoncito todos los vanos son menores a 40m, a excepción de uno de 41m, por lo cual los cálculos aplican para todos los apoyos que se proyectaron en el diseño.

6.4.2 Calculo mecánico de conductores

Para determinar el tense que debe llevar el conductor en cada cantón, es decir entre dos puntos de amarre, hay que estar en el sitio de trabajo el día de la construcción de la línea, debido a que la distancias entre postes pueden variar con respecto a lo proyectado en el plano.

Como ejemplo se calcularán los tenses adecuados para los dos cantones más extensos del proyecto:
Cantón 1: Entre EP01 y EP09
Cantón 2: Entre EP07 y EP23

1er Paso: Medir la temperatura del conductor a la altura del poste o de la estructura que lo va a sostener. Para el caso del diseño del barrio Piñoncito se tomará como temperatura del conductor 30°C.

2do Paso: Definir el vano ideal de regulación, para lo cual se utiliza la fórmula:

$$L_r = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} L_i^{\,3}}{\sum_{i=1}^{n} L}}\ (Ec.12)$$

Dónde:
L_r= Vano ideal de regulación
L= Longitud del vano individual

Esta fórmula sólo se puede usar en proyectos donde los postes no presenten ningún desnivel entre ellos.

- Cantón 1: Tiene vanos de 23, 36, 36, 36, 24, 41 y 31 m. Vano ideal de regulación: 34m
- Cantón 2: Tiene vanos de 25, 27, 30, 34, 25, 33, 35 y 24 m. El vano ideal de regulación es 30m

Se debe consultar la tabla de tendido para área urbana, zona A, tipo de tense y conductor de línea 1/0 AWG Raven. En el caso que no se encuentre el punto exacto en la tabla se debe interpolar y hallar el valor más cercano.

Según la tabla:

- Cantón 1: **[147,8daN]**
- Cantón 2:**[143,6 daN]**

En la Figura 40 se muestra la forma de búsqueda del valor del tense a aplicar según el vano de regulación y la temperatura ambiente.

Figura 40. Búsqueda en Tabla de tendido

TABLA DE TENDIDO
Zona A - Urbana
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)

Sección	62,43 mm²
Diámetro	10,109 mm
Peso unitario	0,212 daN/m
Módulo de elasticidad	8100 daN/mm²
Coeficiente de dilatación	19,1 °C^{-1} x 10^{-6}

Vano	15 °C		20 °C		25 °C		30 °C		35 °C	
	To	f	To	f	To	f	To	f	To	f
m	daN	m	daN	m	daN	m	daN	m	daN	m
10	262,5	0,01	214,9	0,01	167,9	0,02	122,5	0,02	82,0	0,0
20	261,5	0,04	215,8	0,05	172,1	0,06	132,6	0,08	100,3	0,1
30	259,9	0,09	217,1	0,11	177,7	0,13	143,6	0,17	116,6	0,2
40	257,9	0,16	218,6	0,19	183,5	0,23	154,1	0,27	130,6	0,3
50	255,8	0,26	220,1	0,30	189,1	0,35	163,3	0,41	142,6	0,4
60	253,6	0,38	221,6	0,43	194,2	0,49	171,5	0,56	152,9	0,6
70	251,4	0,52	223,0	0,58	198,8	0,65	178,6	0,73	161,8	0,8
80	249,5	0,68	224,3	0,76	202,8	0,84	184,7	0,92	169,5	1,0

Fuente: Cálculos de diseño Barrio Piñoncito

Las tablas de tendido se pueden encontrar en los anexos electrónicos del presente proyecto.

7. PRESUPUESTO DE LA OBRA

El presupuesto de la obra se realizó utilizando los valores de las unidades constructivas de Electricaribe S.A. E.S.P. El soporte con las unidades, los precios de mano de obra, los precios de materiales y el poste a poste del proyecto se pueden encontrar en la versión digital del presente proyecto.

El presupuesto de la Tabla 18se realizó proyectando la instalación de las cajas de medida centralizada.

Tabla 18. Presupuesto Proyecto con Medida Centralizada

CONCEPTO		VALOR
COSTOS DIRECTOS		
PRESUPUESTO MANO DE OBRA		23.431.952
PRESUPUESTO MATERIALES		209.971.447
IVA SOBRE MATERIALES	16%	33.595.432
VALOR TOTAL COSTOS DIRECTOS		**$ 266.998.830**
COSTOS INDIRECTOS		
ADMINISTRACION	10%	26.699.883
IMPREVISTOS	4%	10.679.953
UTILIDAD SOBRE LA MANO DE OBRA	5%	13.349.942
IVA SOBRE LA UTILIDAD	16%	2.135.991
VALOR TOTAL COSTOS INDIRECTOS		**$ 52.865.768**
VALOR TOTAL PRESUPUESTO		**$ 318.464.029**
ÍNDICE DE COSTOS		
COSTO PROYECTO POR CLIENTE	138	$ 2.307.710
COSTO PROYECTO POR KVA DE TRANSFORMADOR	152,5	$ 2.088.289

Fuente: Presupuesto Proyecto Diseño de Redes Barrio Piñoncito

El presupuesto que se expone en la se realizó proyectando la instalación de cajas de derivación convencionales, es decir, no se usa la medida centralizada.

Tabla 19. Presupuesto Obra con Medida Convencional

CONCEPTO		VALOR
COSTOS DIRECTOS		
PRESUPUESTO MANO DE OBRA		15.936.567
PRESUPUESTO MATERIALES		127.327.368
IVA SOBRE MATERIALES	16%	20.372.379
VALOR TOTAL COSTOS DIRECTOS		**$ 163.636.313**
COSTOS INDIRECTOS		
ADMINISTRACION	10%	16.363.631
IMPREVISTOS	4%	6.545.453
UTILIDAD SOBRE LA MANO DE OBRA	5%	8.181.816
IVA SOBRE LA UTILIDAD	16%	1.309.091
VALOR TOTAL COSTOS INDIRECTOS		**$ 32.399.990**
VALOR TOTAL PRESUPUESTO		**$ 196.036.303**
ÍNDICE DE COSTOS		
COSTO PROYECTO POR CLIENTE	138	$ 1.420.553
COSTO PROYECTO POR KVA DE TRANSFORMADOR	152,5	$ 1.285.484

Fuente: Presupuesto Proyecto Diseño de Redes Barrio Piñoncito

En comparación de costos, la media centralizada genera un incremento del presupuesto en un 60% en el costo total del proyecto. También se puede observar que la mano de obra no se ve muy afectada por el cambio de medida, es decir, que lo que eleva el precio son los materiales necesarios en la implementación de la medida centraliza.

8. CONCLUSIONES

El levantamiento físico y eléctrico del barrio Piñoncito se pudo realizar en dos días, dando como resultado la necesidad de un diseño para 130 usuarios existentes y 8 usuarios proyectados, correspondientes a los lotes vacíos en el barrio.

Se seleccionó la configuración especial con medida centralizada como el tipo de redes a implementar, debido a que cumple con los objetivos de la normalización de redes y asegura al operador de red que no se va a presentar manipulación de la red por parte de terceros.

Se diseñaron redes eléctricas de media y baja tensión en configuración especial para 138 clientes con tipo de medida centralizada. El diseño estableció la necesidad de instalar 5 centros de transformación, ubicados en cada una de las calles objeto del diseño.

Se elaboró un plano del barrio Piñoncito con el trazado proyectado de las nuevas redes de distribución eléctrica en configuración especial, donde se presentan las especificaciones de construcción para cada uno de los apoyos, el conductor de media tensión, el conductor de baja tensión, etc.

Para realizar la reconstrucción de las redes de distribución del barrio Piñoncito con todas las especificaciones técnicas propuestas y soportadas en el presente documento y siguiendo las indicaciones constructivas establecidas en el plano se necesita una inversión inicial de COP$318.464.029, desglosados de la siguiente manera; COP$23.431.952necesarios para la mano de obra, COP$209.971.447necesarios para los materiales y COP$52.865.768en otros gastos como impuestos y administración

Si el proyecto no se construye con media centralizada, los costos totales se reducen en un 60% aproximadamente, quedando en COP$196.036.303 la inversión requerida para la recuperación de las redes del Barrio Piñoncito.

Este diseño debe ir acompañado de otros soportes e investigaciones que se deben hacer en la comunidad. Estos y soportes y/o investigaciones mínimas que se deben realizar se detallan en las recomendaciones del presente proyecto.

RECOMENDACIONES

El presente diseño se realizó con el objetivo principal de dar, desde la academia una solución a la problemática social presentada en el barrio Piñoncito de Campo de la Cruz luego de las inundaciones presentadas en el año 2010 debido al rompimiento del canal del dique. Por lo que se recomienda que este diseño esté acompañado de unos trabajos paralelos para que pueda mejorar o solucionar la problemática en este barrio de forma incluyente y eficiente, en busca de una mejora real en la calidad de vida de los habitantes de este barrio, los proyectos a realizar son los siguientes:

1. Un estudio socio-económico de las personas que allí habitan con el fin de conocer si están en condiciones para pagar por este servicio y no vayan a tener inconvenientes con la empresa comercializadora de energía eléctrica.

2. Un programa de uso racional de energía URE que sea diseñado, expuesto e implementado en el barrio para concientizar a las personas del buen uso de la energía, lo que le permitirá cumplir con dos objetivos fundamentales, la conservación del medio ambiente y la reducción del consumo de energía en cada una de sus casas, lo que se verá reflejado en el costo mensual del servicio.

BIBLIOGRAFIA

[1] BEER, Ferdinand. Mecánica Vectorial para Ingeniero. 6ª Edición. Mc Graw Hill

[2] CENTELSA. Datos técnicos [en línea]. Consultada en Mayo de 2012.Última Actualización. Disponible en: <http://www.centelsa.com.co/index.php?pag=0014>

[3] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 4978. (27, Diciembre, 2007). Por la cual se reglamenta el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007 y se dictan otras disposiciones. Bogotá, D.C. 2007. 9 p.

[4] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1294. (06, Agoto, 2008). Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, Anexo General. Bogotá, D.C., 2008. 164p.

[5] ELECTRICARIBE. BDI (Base de Datos de Instalaciones) – Electricaribe S.A. E.S.P.

[6] ELECTRICARIBE. Especificaciones técnicas para Líneas Aéreas de Baja Tensión [documento en cinta magnética]. Versión 2012. Barranquilla (Colombia). Gas Natural Fenosa. Marzo de 2012. Disponible en Electricaribe S.A. E.S.P. Barranquilla (Colombia)

[7] ELECTRICARIBE. Especificaciones técnicas para Líneas Aéreas de Media Tensión Sin Neutro [documento en cinta magnética]. Versión 2012. Barranquilla (Colombia). Gas Natural Fenosa. Marzo de 2012. Disponible en Electricaribe S.A. E.S.P. Barranquilla (Colombia)

[8] ELECTRICARIBE. Especificaciones Técnicas Líneas Aéreas Configuración Especial [documento en cinta magnética]. Versión 2012. Barranquilla (Colombia). Gas Natural Fenosa. Marzo de 2012. Disponible en Electricaribe S.A. E.S.P. Barranquilla (Colombia)

[9] EPSA. Empresa de energía del Pacífico. Criterios de diseño para redes aéreas de distribución. [documento en cinta magnética]. Versión 2010. Cali (Colombia)

[10] IGNASI, Joan; GUTIERRREZ, Jordi. Transporte de Energía Eléctrica en corriente continua: HVDC. [en línea]. Endesa Distribución. Abril 2005

[11] JIMENEZ, Obed; CANTU Vicente y CONDE Arturo. Líneas de Transmisión y Distribución [en línea]. 1° Edición. Nuevo León [México]. Ciudad Universitaria, San Nicolás de los Garza. Abril de 2006[citado en 2012-04-21]. Disponible en <http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/LTD/LTD.pdf>

[12] ICONTEC**.** Norma Técnica Colombiana – NTC 2050.

[13] REVISTA SEMANA. Medio departamento del Atlántico inundado por ruptura del Canal del Dique. Revista Semana [en línea]. Semana.com. 15 de Diciembre del 2010 [citado Mayo de 2012]. Disponible en internet: <http://www.semana.com/wf_ImprimirArticulo.aspx?IdArt=148967>

[14] YEBRA, Juan. Sistemas Eléctricos de Distribución [en línea]. 1° Edición. México D.F. Reverté Ediciones S.A. 2009. Disponible en internet: <http://www.reverte.com/catalogo/img/pdfs/9788429130294.pdf>